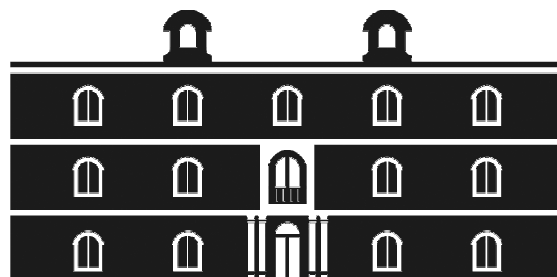


Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA **SOBRE CUBIERTA DE NAVE** **INDUSTRIAL**

Titulación: Grado en Ingeniería
Eléctrica

Alumno/a: Miguel Ángel Ramírez Basalo

Director/a/s: Juan Martínez Tudela

Cartagena, Septiembre de 2013

Índice

1. Objeto del proyecto	5
1.1 Resumen del proyecto	5
2. Introducción	8
2.1 Energía fotovoltaica	8
2.2 Sistemas de iluminación	17
3. Memoria	28
3.1 Promotor del proyecto	28
3.2 Emplazamiento de la nave	28
3.3 Características de la nave	30
3.4 Instalación fotovoltaica sobre cubierta	31
3.4.1 Descripción general	31
3.4.2 Superficie útil	32
3.4.3 Elección del panel solar	32
3.4.4 Colocación e inclinación del panel solar	34
3.4.5 Estructura soporte	46
3.4.5.1 Comprobación de soporte de esfuerzos de la nave	51
3.4.6 Diseño de inversores	52
3.4.7 Instalación eléctrica necesaria	61
3.4.7.1 Cableado CC	61
3.4.7.2 Cableado CA	63
3.4.7.3 Cableado de protección	66
3.4.7.4 Conducciones	67
3.4.7.5 Protecciones	70
3.4.8 Trámites administrativos	75
3.4.9 Estudio económico	78
3.4.10 Estudio impacto medioambiental	79
3.4.11 Cambios futuros	80
3.5 Iluminación	81
3.5.1 Iluminación interior	81
3.5.1.1 Descripción de estancias	82
3.5.1.2 Iluminación zona principal	83

3.5.1.2.1	Comparativa entre diferentes opciones	84
3.5.1.2.1.1	Comparativa técnica.....	86
3.5.1.2.1.2	Comparativa económica.....	91
3.5.1.2.2	Elección de la luminaria.....	92
3.5.1.2.3	Diseño con DIALUX.....	94
3.5.1.2.4	Simulación con DIALUX.....	96
3.5.1.3	Iluminación de oficinas.....	97
3.5.1.4	Iluminación de baños	101
3.5.1.5	Iluminación de emergencia.....	105
3.5.2	Iluminación exterior.....	108
3.6	Conclusiones	111
4.	Pliego de condiciones	112
4.1	Pliego de condiciones técnicas instalación fotovoltaica	112
4.2	Pliego de condiciones instalación de iluminación.....	130
5.	Estudio de Seguridad y Salud.....	133
6.	Planos.....	138
6.1	Planos instalación fotovoltaica	138
6.2	Planos instalación iluminación.....	149
7.	Presupuesto.....	154
7.1	Instalación fotovoltaica	154
7.2	Instalación de iluminación	156
7.3	Total del proyecto	156

1. Objeto del proyecto

El objetivo de este proyecto es el diseño y estudio de la instalación fotovoltaica con conexión a red sobre cubierta en una nave industrial, así como la iluminación interior y exterior de la misma nave.

La instalación fotovoltaica sobre cubierta con conexión a red es una de las más demandadas hoy en día, y que puede reportar muchos beneficios y ventajas en el futuro. No es una necesidad real, pero se justificara su elección a través de un estudio técnico y económico, en el que se observara como aportara beneficios a medio plazo.

Con respecto a la iluminación interior, se incluye en este proyecto debido al requerimiento del promotor de intentar buscar una iluminación más sostenible y obtener diferentes opciones para el alumbrado, casos que se estudiaran en este proyecto. La iluminación exterior se proyectara debido a su inexistencia actual.

1.1 Resumen del proyecto

El proyecto contendrá diversas partes bien diferenciadas. A continuación se describe por encima, y sin mucho detalle, todos los pasos a representar en este proyecto.

Se comenzara este proyecto con una introducción en la que se hablara del estado del arte tanto de la energía fotovoltaica como de la iluminación actual. En esta introducción se describirá completamente la energía solar, y en particular las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red. También se hará una visión de cómo está el marco legal en la actualidad, indicando posibles actuaciones futuras en este campo que puedan ser interesantes.

En relación a la iluminación se indicaran las diferentes opciones existentes en la actualidad para la iluminación de grandes superficies a gran altura. Así como todas las características importantes en una instalación de iluminación, parámetros a tener en cuenta, niveles de iluminación recomendados.

Después de esta introducción, se procederá a la explicación del diseño y justificación de todas las instalaciones en la memoria del proyecto. Esta parte será el grueso del proyecto en el que se decidirá cómo será cada parte de la instalación y se justificaran su elección a través de cálculos o razones justificadas. En esta memoria se comenzara indicando todos los datos necesarios de la instalación (promotor, ubicación, geometría de la nave, etc...).

Una vez definidos todos los datos necesarios para el diseño de la instalación se procederá primeramente a la creación de la instalación fotovoltaica. Se hará una descripción general de cómo se quiere que sea la instalación, para posteriormente pasar a estudiar la superficie útil y la forma de instalación de los paneles solares, se seleccionara un tipo de panel solar, y a través de los datos de ese panel solar se calculara el número de paneles que podemos colocar en nuestra instalación estudiando la inclinación deseada. Posteriormente se describirá y diseñara la estructura soporte necesaria para este tipo de instalación. Una vez definidos el número de paneles y el formato de la estructura soporte se comprobara la resistencia de la nave a esta instalación, ya que supondrá un gran sobrepeso sobre la cubierta de la nave, aunque no debe

representar ningún problema.

Una vez ‘colocados’ los paneles solares sobre la cubierta se procederá a la elección y dimensionado de los inversores. Para esta tarea usaremos software proporcionado por fabricantes de inversores, aunque se comprobara su elección manualmente. En esta parte quedaran definidas las ‘strings’ o cadenas de paneles solares que se conectaran a cada una de las entradas de los inversores solares de conexión a red.

Con los inversores y paneles diseñados solo nos queda diseñar el cableado, conducciones y protecciones necesarias en toda la instalación.

Una vez definida toda la instalación, se procederá a la descripción de los trámites administrativos necesarios para el alta de la instalación y la concesión de la retribución por la venta de energía eléctrica a la red. En este apartado se realizara un estudio económico en el que se justificara la instalación fotovoltaica de conexión a red. Por último se realizara un estudio de impacto ambiental, en el que se observara porque este tipo de instalación es sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

Para terminar este apartado se explicaran diferentes labores de mantenimiento y posibles cambios futuros a realizar, sobre todo en el aspecto administrativo, ya que actualmente se está elaborando el borrador que aprobara el Balance Neto fotovoltaico en España.

Una vez terminada la parte correspondiente a la instalación fotovoltaica, se procederá al diseño y estudio de diversas opciones para el alumbrado interior. Para el diseño de la iluminación se usara como apoyo el software DIALUX, este software es altamente conocido por la gente que trabaja en el mundo de la iluminación, y gran cantidad de fabricantes crean catálogos de luminarias para este programa. Este software hará que el cálculo de la iluminación en el interior de la nave sea mucho más fácil, ya que simplemente introduciendo la geometría del local, la forma de la instalación, el tipo de luminarias y el nivel de iluminación automáticamente diseña la instalación colocando el número de luminarias necesarias y en la distribución deseada. Con este programa también se calculara el alumbrado exterior y de emergencia de la nave. Aunque se va a utilizar el programa para diseñar la instalación se explicara por encima el proceso de cálculo y veremos como salen datos casi parecidos.

En esta parte de iluminación se incluirá una comparativa técnica y económica para la elección del alumbrado del interior de la nave. Los demás alumbrados serán seleccionados directamente de un tipo deseado, ya que su impacto económico es menor, y no es necesario tanto estudio.

Una vez diseñada tanto la instalación fotovoltaica como toda la iluminación correspondiente de la nave, solo nos queda incluir diversas partes del proyecto necesarias, como son los pliegos de condiciones, tanto de iluminación y fotovoltaica, como el de la parte de electricidad. También se incluirá un estudio de seguridad y salud general.

Posteriormente se agruparan en un apartado los diferentes planos del proyecto, diferenciando entre la parte de fotovoltaica y la parte de iluminación. En la parte de fotovoltaica tendremos diferentes planos como son el esquema unifilar de la instalación, la distribución en planta de strings sobre la cubierta de la nave, las distribución de canalizaciones, el detalle de los

triángulos de soporte de los paneles fotovoltaicos, así como una serie de imágenes de una representación en 3D de la nave. En la parte de iluminación simplemente se mostraran esquemas proporcionados por DIALUX, como son la distribución luminosa de cada una de las instalaciones realizadas, la distribución en planta de las luminarias.

Por último, se incluirá un apartado de anexos, en el que se incluirán todas las hojas técnicas a las que se haga referencia durante el proyecto, así como informes producidos por el programa del fabricante de inversores o de DIALUX.

2. Introducción

En esta parte del proyecto se indicara los tipos de tecnologías para las instalaciones deseadas, así como el estado actual de estas tecnologías de cara a conocer mejor su funcionamiento y entender la forma de seleccionar un tipo de tecnología u otra.

2.1 Energía fotovoltaica

Actualidad de la energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es un tipo de energía obtenida del sol, es decir, de energía solar. La energía solar es la energía obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol.

La potencia de la radiación varía según el momento del día; las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de radiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones.

En la actualidad, el calor y la luz del Sol puede aprovecharse por medio de captadores como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, que pueden transformarla en energía eléctrica o térmica. Es una de las llamadas energías renovables, que puede hacer considerables contribuciones a resolver algunos de los más urgentes problemas que afronta la sociedad en la actualidad en lo que respecta a temas energéticos y ecológicos.

Actualmente, y gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red.

La paridad en la red es el término empleado para describir el momento en el que a un usuario le sale más rentable obtener la energía de una fuente propia, en este caso fotovoltaica, que obtenerla de su distribuidor.

Alcanzar la paridad de red es un punto muy importante en el desarrollo energético mundial, ya que significa que este tipo de energía puede convertirse en otro componente más del sistema eléctrico, ya que no necesita de tantos apoyos económicos para su desarrollo debido a su abaratamiento. Este término, hoy en día, ya está altamente relacionado con la energía solar

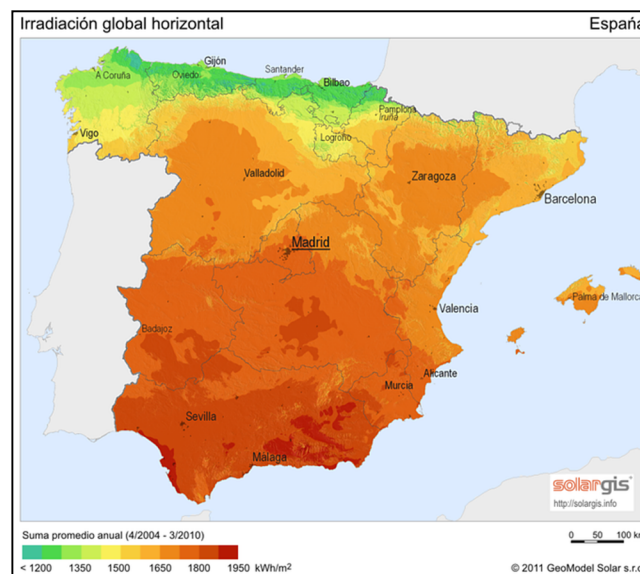
fotovoltaica, habiéndose alcanzado en varios países.

En España, gracias a nuestro buen clima y muchas horas de sol, esa paridad se logró holgadamente durante el año 2012 para casi todo el territorio, salvo las zonas más al norte, aunque esto se logrará a medida que bajen los precios de instalación.

Por otro lado, la tasa de retorno energético de esta tecnología, por su parte, es cada vez menor. Con la tecnología actual, los paneles fotovoltaicos recuperan la energía necesaria para su fabricación en un período comprendido entre 6 meses y 1,4 años; teniendo en cuenta que su vida útil media es superior a 30 años, producen electricidad limpia durante más del 95% de su ciclo de vida.

España es uno de los países de Europa con mayor cantidad de horas de sol, a lo que se unen los compromisos europeos y mundiales en instalación de energías renovables así como la conveniencia estratégica de disminuir la gran dependencia energética exterior y aumentar la autonomía energética. Todo ello contribuye a que España sea uno de los primeros países a nivel mundial en investigación, desarrollo y aprovechamiento de la energía solar.

A continuación se muestra un mapa de radiación solar de España.



-Mapa de radiación solar de España-

El gobierno español se ha comprometido a producir el 12% de la energía mediante energías renovables para 2010. Los más de 3600 megavatios (MW) de plantas fotovoltaicas en España ya producen en 2009 un 1,9% de la energía eléctrica consumida. España es el cuarto país del mundo en tecnologías de energía solar de las que exporta un 80% a Alemania.

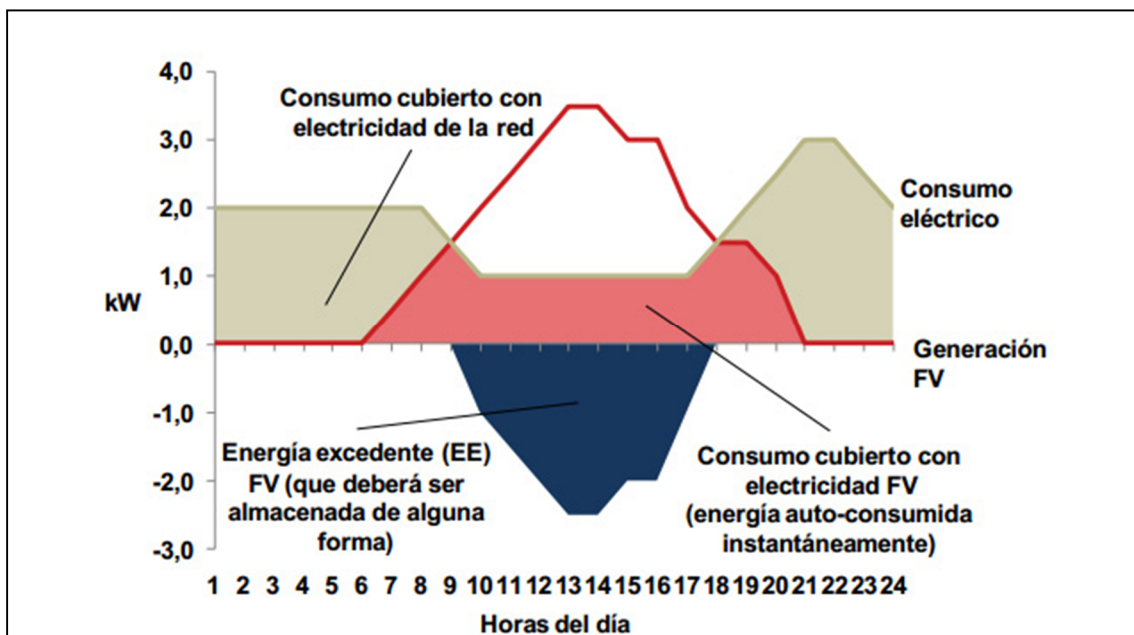
En 2004, el gobierno español eliminó las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica. El Real Decreto 436/2004 iguala las condiciones para la producción a gran escala de energía solar térmica y fotovoltaica y garantiza su venta (primas o

medición neta).

A la espera se encuentra la correcta regulación del balance neto o autoconsumo fotovoltaico, del cual solo existe actualmente un borrador. Este balance neto nace con la idea de la generación distribuida de pequeñas instalaciones de generación (<100 kW), de esta manera se ahorrarán costes en transporte, pérdidas en líneas eléctricas, y dará la posibilidad a los usuarios de compatibilizar la curva de demanda con la curva de producción sin necesidad de elementos de acumulación en la instalación.

Por lo tanto, el balance neto tiene como puntos definitorios:

- Son instalaciones interconectadas destinadas a producir para el consumo en la misma ubicación.
- No se trata de un generador neto, ya que se apoya en la red para gestionar el desfase existente entre la demanda y la producción.
- La red absorbe los excedentes de producción, aunque estos no son retribuidos directamente, sí que son compensados descontándose de la factura y además tienen carácter acumulativo para posteriores facturas, hasta el límite que marque la ley.



-Distribución horaria de generación FV y demanda eléctrica de una vivienda. Con el balance neto la energía excedente no tiene que ser almacenada y puede ser inyectada a la red-

El funcionamiento ideal del balance neto es un contador reversible. Cuando damos energía a la red cuenta hacia atrás, y cuando la demandamos hacia delante. Si pedimos más de la que damos a lo largo de un año, pagamos la diferencia, y si no, pues o nos la pagan a precio de productor (más o menos la mitad) o se pierde.

Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Existen dos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas, dependiendo del uso final que se le dé a la electricidad producida:

- *Instalaciones aisladas, en las que la electricidad es empleada para el autoconsumo de viviendas unifamiliares o explotaciones agrícolas y ganaderas en las que, por su ubicación, el abastecimiento eléctrico de la red implica una gran dificultad y un elevado coste económico. En este tipo de instalaciones se genera la energía eléctrica en los paneles solares, para después convertirse en corriente alterna para su uso. Además se usan costosas baterías para el almacenamiento del excedente y su posterior uso.*
- *Instalaciones conectadas a Red, que vierten la electricidad producida a la red nacional, obteniéndose así, además de beneficios ambientales, beneficios económicos mediante su venta a las grandes compañías eléctricas. Otra opción conforme avanza la legislación será la del balance neto, en la que un contador de dos direcciones contara la energía consumida y la energía generada y se hará la diferencia.*

En nuestro caso nos interesan las instalaciones conectadas a red, que será este tipo de instalación el que se desarrollara en este proyecto.

Las instalaciones fotovoltaicas también se clasifican dependiendo de la zona de instalación según la imagen siguiente.

TIPOLOGÍA DE INSTALACIONES		
TIPO I	CUBIERTAS O FACHADAS:	
	USOS: RESIDENCIAL, SERVICIOS, COMERCIAL, INDUSTRIAL, AGROPECUARIO.	
	APARCAMIENTOS (PARA ESOS USOS, Y CON REF. CATASTRAL URBANA).	
TIPO II	RESTO, NO INCLUIDAS EN TIPO I.	

		POTENCIA
TIPO	I.1	$P \leq 20 \text{ kW}$
	I.2	$20 \text{ kW} \leq P \leq 2 \text{ MW}$
	II	$P \leq 10 \text{ MW}$

-Tipos de instalaciones fotovoltaicas según zona de instalación-

Las instalaciones de conexión a red constan de varios elementos:

- **Paneles o módulos fotovoltaicos:** están formados por un conjunto de células fotovoltaicas, estas células están formadas por semiconductores en los que al incidir la radiación solar liberan electrones creando una corriente continua de estos, es decir,

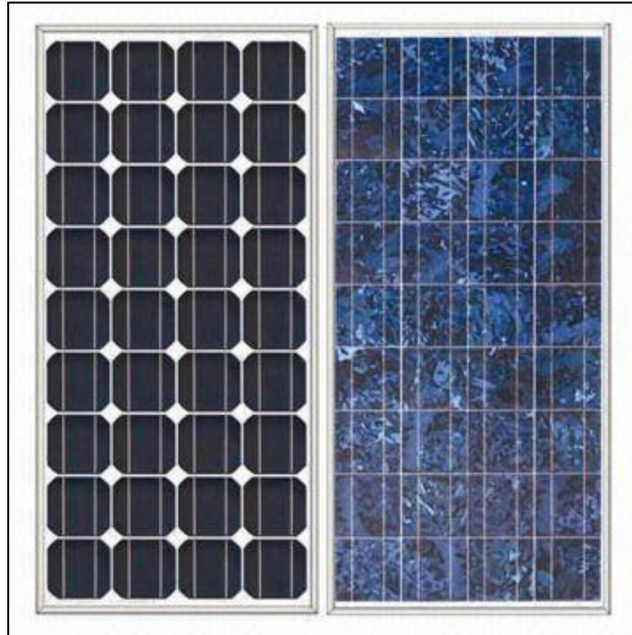
electricidad. El principio de funcionamiento, de forma simplificada, se puede explicar de la siguiente forma: el impacto de los fotones que provienen de la radiación solar es absorbido por el material semiconductor, y los electrones son golpeados por el fotón obteniendo la energía necesaria para salir de su banda correspondiente y circular libremente produciendo electricidad. Al mismo tiempo se van creando huecos (cargas positivas virtuales), que van fluyendo en el sentido contrario a los electrones. De esta manera al final se consigue un voltaje constante entre los bornes del panel solar.

Se clasifican por su potencia pico, que es la potencia máxima que puede producir bajo unas condiciones estándar de 25°C y 1000 W/m². Los paneles fotovoltaicos se dividen principalmente en cristalinos y amorfos. Este tipo de módulos son de silicio, en los cristalinos se ha cristalizado, y pueden ser monocristalinos (un único cristal de silicio) o policristalinos (pequeñas partículas cristalizadas); por otra parte existen los paneles amorfos en los que el silicio no se ha cristalizado. Su efectividad es mayor cuanto mayores son los cristales, pero también su peso, grosor y coste. El rendimiento de las primeras puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 10%, sin embargo su coste y peso es muy inferior.



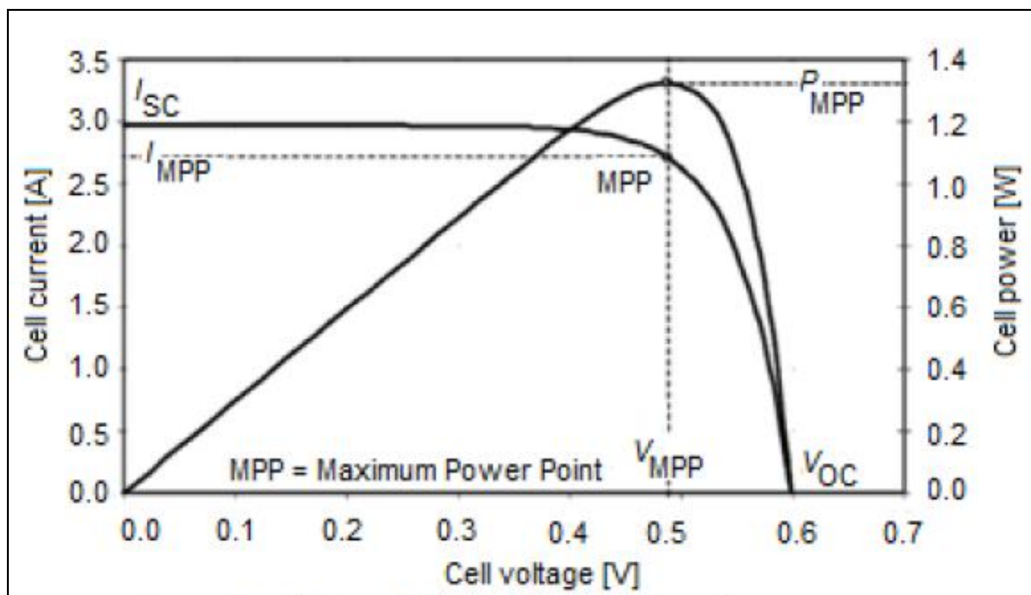
-Barra de silicio policristalino para la fabricación de células solares-

También han aparecido otro tipo de tecnologías con el paso del tiempo, como son placas solares de capa fina, las más importantes son los CIS (cobre, indio y selenio), los CIGS (cobre, indio, galio y selenio) y los de base de cadmio-teluro (CdTe); también existen células flexibles que se pueden incorporar en ropa, mochilas, etc... para tener una fuente de pequeña potencia y fácil transporte. También se está realizando un gran desarrollo en placas semitransparentes que podrán ser integradas en los edificios sustituyendo al vidrio y así apoyando el consumo energético de los edificios; otro tipo de desarrollo con mucha proyección de cara al futuro son las celdas orgánicas, como la celda Grätzel, que funcionan a través de un símil de la fotosíntesis de las plantas.



-Módulos fotovoltaicos. Monocristalino el de la izquierda y policristalino el de la derecha-

Los paneles solares se modelizan a través de sus curvas características de tensión-potencia y tensión-corriente, existiendo muchos valores posibles de tensión que proporcionan distintas intensidades y potencias.



-Curva característica típica de un panel fotovoltaico. Incluye curvas intensidad-tensión y potencia-tensión.-

A continuación se describirán brevemente los factores de eficiencia de una célula solar:

-Punto de máxima potencia: una célula solar puede trabajar con un amplio rango de parejas corriente-tensión, siendo una de esas combinaciones la que proporciona la mayor

potencia. Este punto va variando según la carga y la radiación incidente en la célula solar. Por ello, hoy en día, los inversores o dispositivos especiales permiten el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) para obtener el mayor rendimiento a la instalación. En la figura de las curvas características de un panel solar mostrada anteriormente, también viene indicado el punto de máxima potencia.

-Eficiencia en la conversión de energía: la eficiencia de una célula solar es el porcentaje de radiación solar que incide en la célula solar y es convertida en energía eléctrica. Es calculada mediante la fórmula debajo de estas líneas, en las que P_m representa la potencia en el punto de máxima potencia en W, mientras que en el denominador se encuentra la irradiancia en W/m² multiplicado por el área de la célula en m².

$$\eta = \frac{P_m}{E \times A_c}$$

-Factor de llenado: es la relación entre el punto de potencia máxima, y el producto de la tensión de circuito abierto con la corriente de cortocircuito. Obtiene este nombre ya que se fuera del 100%, la curva característica sería un rectángulo, así que este parámetro nos define cuan curvada esta la curva característica del panel fotovoltaico.

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \times I_{sc}} = \frac{\eta \times A_c \times E}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

-TONC: temperatura de operación nominal de la célula, es la temperatura de la célula a una irradiancia de 800 W/m², un AM de 1,5G, temperatura ambiente de 20 °C y velocidad del viento de 1 m/s.

Por último se indica una lista de típicas aplicaciones para paneles fotovoltaicos:

- Faros, boyas y balizas de navegación marítima.
- Bombeo para sistemas de riego, agua potable en áreas rurales y abrevaderos para el ganado.
- Balizamiento para protección aeronáutica.
- Sistemas de protección catódica.
- Sistemas de desalinización.
- Vehículos de recreo.
- Centrales conectadas a red para suministro eléctrico.
- Sistemas de autoconsumo fotovoltaico.
- Electrificación de pueblos en áreas remotas (electrificación rural).
- Suministro eléctrico de instalaciones médicas en áreas rurales.
- Corriente eléctrica para viviendas aisladas de la red eléctrica.
- Sistemas de comunicaciones de emergencia.
- Estaciones repetidoras de microondas y de radio.
- Sistemas de vigilancia de datos ambientales y de calidad del agua.

- Señalización ferroviaria.
- Sistemas de carga para los acumuladores de barcos.
- Postes de SOS (Teléfonos de emergencia en carretera).
- Parquímetros.
- Recarga de vehículos eléctricos.

• **Inversor o convertidor:** convierte la corriente continua procedente del generador fotovoltaico en corriente alterna adecuada para la inyección a la red.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a un transistor, el cual se utiliza para interrumpir la corriente entrante y generar una onda rectangular. Esta onda rectangular alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola parecer un poco más una onda senoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. Las formas de onda de salida del voltaje de un inversor ideal debería ser sinusoidal. Una buena técnica para lograr esto es utilizar la técnica de PWM logrando que la componente principal senoidal sea mucho más grande que las armónicas superiores.

Los inversores más modernos han comenzado a utilizar formas más avanzadas de transistores o dispositivos similares, como los tiristores, los triac's o los IGBT's.

Los inversores se pueden clasificar de diferentes formas. De acuerdo con el número de fases se pueden distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema, se suelen distinguir entre: inversores centrales, inversores en cadena (string) e inversores modulares (AC módulos). Asimismo, con respecto al número de etapas, se pueden distribuir entre los inversores de una etapa, de dos etapas y multietapas.

Los inversores de inyección a red llevan incorporado un módulo que se encarga de la sincronización de las fases con la red ya existente a través de transformadas dq, que permiten la correcta sincronización y evitan diferencias de tensión peligrosas en el momento de interconexión de redes.

Los inversores tienen los siguientes parámetros de entrada (en CC):

- Tensión de máxima de entrada ($V_{ccm\acute{a}x}$)
- Tensión mínima de entrada ($V_{ccm\acute{i}n}$)
- Tensión de entrada de arranque ($V_{cc, arr}$)
- Tensión nominal de entrada ($V_{cc,n}$)
- Tensión máxima del PMP ($V_{pmpm\acute{a}x}$)
- Tensión mínima del PMP ($V_{pmpm\acute{i}n}$)
- Corriente máxima de entrada máxima



-Diferentes tipos de inversores-

- **Contador:** *antes de poner en funcionamiento una instalación fotovoltaica es necesario que la compañía eléctrica conceda un punto de conexión en el que verter la electricidad a la red. Dado que en una planta solar fotovoltaica puede estar compuesta por varias instalaciones independientes, es necesario que cada una de ellas disponga de un contador que recoja su producción y así contabilizar la venta de electricidad a la compañía eléctrica.*

2.2 Sistemas de iluminación

En este apartado se analizará el estado de los sistemas de iluminación y las diferentes opciones existentes en el mercado en cuanto al alumbrado de naves y locales de gran altura.

Conceptos básicos

A continuación se muestran diferentes conceptos básicos de las lámparas que ayudarán a la comprensión de las diferentes opciones de alumbrado existentes.

-Lumen: unidad que mide la luz emitida por una lámpara.

-Temperatura de color: se entiende por el color que tendría un cuerpo negro calentado a esa temperatura en Kelvin (K). Unos 5000 K equivalen al blanco puro, valores por debajo tienden al rojo, a la que llamamos cálida, y superiores al azul, llamada luz fría. Esta característica es importante con respecto a la sensación que provoca la iluminación de una zona.



-Distribución de temperatura de color-

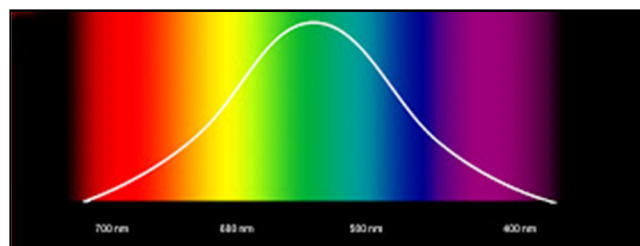
Los tonos cálidos, tendiendo al rojizo, proporcionan sensación de recogimiento, alegría, tranquilidad y relajación, propios para restaurantes y habitaciones de hotel, así como salas de estar y dormitorios.

En cambio los tonos fríos, tendiendo al azulado, dan sensación de seriedad, esterilidad y limpieza adecuados para zonas de trabajo como cocinas, talleres y laboratorios.

Para oficinas, academias etc. se recomienda un blanco neutro, de unos 5.000K.

-Índice de reproducción cromática (IRC): representa la medida de la reproducción de colores de una fuente luminosa. Se expresa en Ra y va desde 0 a 100, siendo este último una exacta reproducción cromática.

En la imagen la curva de la sensibilidad del ojo humano. Es aproximada, ya que difiere en cada individuo.



-Curva de sensibilidad del ojo humano-

Al IRC hay que tenerlo muy en cuenta en la iluminación de locales donde se exige una buena o excelente percepción de los colores. Tales son exposiciones, museos, tiendas de tejidos, carnicerías, fruterías, restaurantes y un largo etcétera.

Para espacios con poca exigencia de percepción de colores como aparcamientos, vías de tráfico, se pueden emplear fuentes con bajo IRC como lámparas de vapor de sodio de baja presión. Estas, en contraprestación, tienen una eficacia luminosa muy alta y permiten una visión buena con altos contrastes, situándose su color cercano al punto máximo del ojo humano dentro del espectro visible.

Iluminación con un IRC medio se puede emplear en cualquier espacio no crítico para la percepción de colores como espacios públicos, talleres, salas de producción, almacenes etc.

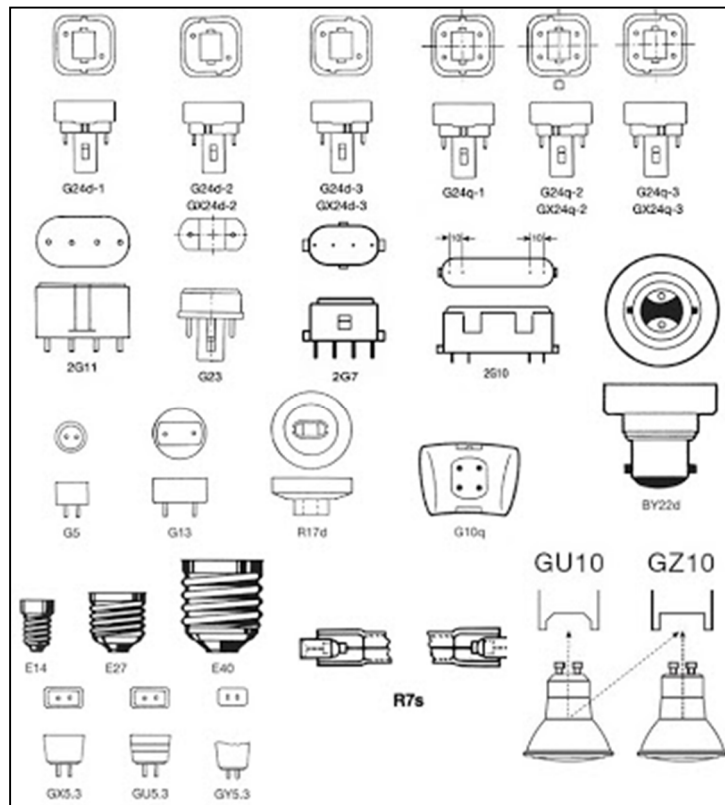
-Eficacia luminosa: es la relación entre el flujo luminoso de una fuente de luz y su potencia absorbida. Se expresa en lm/W (lúmenes por vatio).

En el caso de las bombillas incandescentes (actualmente prohibida su venta de las de 60W y más en la UE) su rendimiento es de 10 a 15 lm/W o incluso menos, ya que la mayor parte de la energía aportada es convertida en calor. Las lámparas halógenas disponen de un rendimiento algo mayor llegando a unos 22 lm/W .

Las lámparas de bajo consumo, tubos fluorescentes u fluorescentes compactos tienen la eficacia luminosa comprendida entre 50 y 90 lm/W .

-Vida útil: es el tiempo estimado en horas después del cual es preferible sustituir las lámparas de una instalación para evitar una disminución excesiva de los niveles de iluminación.

-Casquillos o zócalos: es el tipo de conexión de la lámpara con la luminaria, no es una característica tan importante, pero es bueno reseñarla ya que hay muchas opciones diferentes en el mercado y es de gran importancia conocerlas para así comprobar la intercambiabilidad de luminarias.



-Diferentes tipos de casquillos-

Tipos de lámparas

-Lámparas incandescentes: están formadas por un hilo de tungsteno (Wolframio) que se calienta por efecto Joule consiguiendo temperaturas tan elevadas que empiezan a emitir luz visible.

Para evitar que el filamento se queme (en contacto con el aire que lo oxidaría) se envuelve en una botella de cristal que se llena con un gas para evitar la evaporación del filamento y dejar el globo negro.

En general, el rendimiento de este tipo de lámpara es bajo porque la mayor parte de la energía consumida se convierte en calor.

Hay diferentes tipos de lámparas incandescentes:

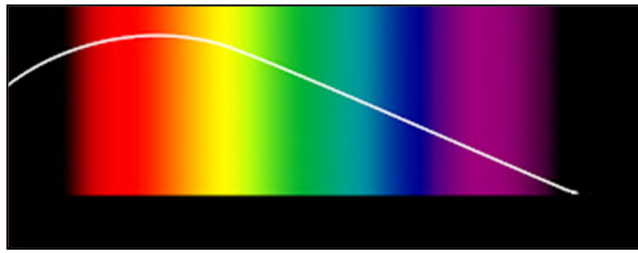
-Lámparas no halógenas: en este grupo encontramos las lámparas a las que se ha realizado el vacío en la botella o las que contienen un gas.

La temperatura de color es muy cálida, de unos 2700K – 2800K.

La eficacia luminosa es muy baja (10 a 15 lm/W), ya que transforma el 90% o más de la energía eléctrica suministrada en radiaciones invisibles (calor) y solo el 10% en luz visible.

Su IRC es muy bueno debido a que emite en todo el espectro visible, aunque la emisión

disminuye hacia el azul gradualmente. Por eso los tonos azules y violetas se saturan menos.



-Índice de reproducción cromática de una bombilla corriente (lámpara no halógena)-

Su vida útil es de alrededor de 1000 h.

En la actualidad, las lámparas de vacío prácticamente no se utilizan debido a su escasa eficiencia luminosa. Además desde Septiembre de 2009 se prohíbe progresivamente su fabricación y comercialización.

-Lámparas halógenas: son una forma especial de lámpara incandescente más moderna. El relleno es gas noble con una pequeña cantidad de un halógeno como bromo o yodo, y se crea un ciclo de regeneración del halógeno que evita el ennegrecimiento.

El funcionamiento de estas lámparas necesita temperaturas muy elevadas para que se pueda producir el ciclo del halógeno. Por eso, son más pequeñas y compactas que las lámparas no halógenas, y las botellas se fabrican con un cristal de cuarzo que resiste mejor las temperaturas elevadas.

La temperatura de color es de unos 3200K, algo más blanca que la bombilla normal.

La eficacia luminosa es algo mayor, llegando a hasta 25 lm/W.

El IRC es muy bueno, la lámpara emite luz en todo el espectro visible, aunque aún desaturando un poco los azules y violetas comparado con una luz ideal de 5000K, pero en menor medida que la bombilla tradicional.

Debido al "ciclo de halógeno" descrito su vida útil es algo mayor, de unas 2000h pudiendo llegar a 4000h.

Una mención especial merecen las denominadas lámparas halógenas dicróicas. La cápsula que contiene el filamento está montada dentro de otra casi semiesférica, en concreto, la parte trasera tiene forma parabólica revestida con un material dicróico. Éste material, en forma de pequeñas facetas, tiene la propiedad, y según su configuración, de reflejar la luz visible dejando pasar la radiación infrarroja y de calor. Mediante ésta supresión de parte roja del espectro del haz de luz se consigue una luz más fría. La reproducción cromática es excelente, haciéndola ideal para fines decorativos, de exposición y de resalte.

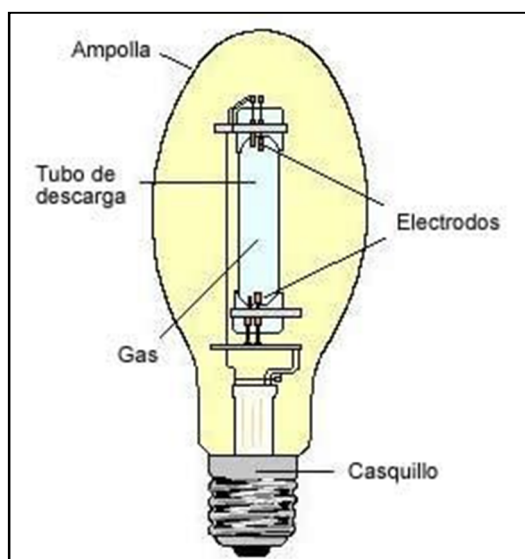
-Lámparas de descarga: las lámparas de descarga son una forma alternativa de producir luz de

un modo más eficiente y económico que las lámparas incandescentes.

Las lámparas de descarga no disponen de un filamento emisor de radiación lumínica, sino de un gas o mezcla de gases que por ionización y posterior formación de plasma a altas temperaturas emiten radiación en forma de luz visible e invisible. El espectro de emisión está condicionado por los gases, su mezcla y aditivos. En el caso de aditivos de mercurio, como en los tubos fluorescentes y lámparas de mercurio, la emisión, o gran parte de ella, tiene lugar en el rango ultravioleta lo que precisa su conversión al rango visible mediante un recubrimiento de material luminiscente en el interior de la lámpara.

Estas lámparas se constituyen normalmente de una cápsula de descarga relativamente pequeña y fabricada de cuarzo o cerámica especial. En ella tiene lugar la descarga eléctrica. Está envuelta por otro bulbo para su en el que se ha practicado el vacío para su protección mecánica y ante todo como aislante para mantener la alta temperatura necesaria para su funcionamiento. Una excepción son los tubos fluorescentes y tubos de neón que están constituidas solamente por la cámara de descarga, ya que no precisan altas temperaturas por la baja presión del gas.

Todas estas lámparas precisan para su funcionamiento de equipos auxiliares consistentes en balastos o reactancias para limitar la corriente, ya que su impedancia disminuye al aumentar ésta, y eventualmente arrancadores que proporcionan un pulso de tensión elevada para su arranque (cebado). Sin balasto y una vez cebado la lámpara se destruiría inmediatamente por el aumento inadmisible de la corriente.



-Esquema tipo de una lámpara de descarga-

Hay diferentes tipos de lámparas de descarga, clasificándose según el gas utilizado o la presión del gas:

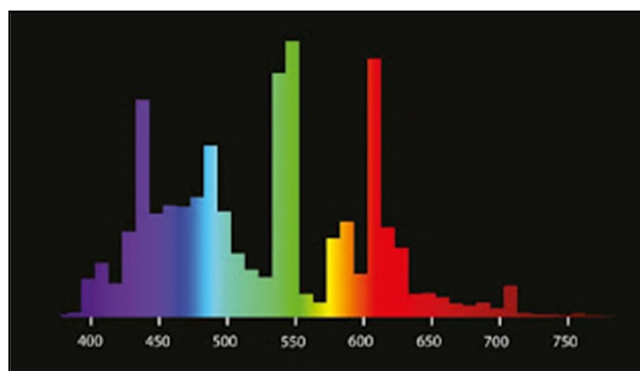
-Tubos fluorescentes: son lámparas de descarga en las que el flujo eléctrico a través de un gas ionizado, mezcla de argón y mercurio a baja presión, provoca la emisión de luz ultravioleta. El interior del tubo está revestido de un material luminiscente que convierte la

radiación ultravioleta en radiación del espectro visible. La composición de éste recubrimiento determina tanto la temperatura de la luz, así como la homogeneidad del espectro incidiendo así en el índice de reproducción cromática.

Éste tipo de lámparas precisa para su funcionamiento de equipos auxiliares como un balasto o reactancia para limitar la corriente de funcionamiento y un arrancador o cebador. Cebadores electrónicos acortan el tiempo del cebado consiguiendo un encendido casi instantáneo y sin parpadeos, alargando también la vida de los tubos igual que los balastos electrónicos, que incluso pueden prescindir de los cebadores, que asimismo suprimen el conocido parpadeo o efecto estroboscópico.

La eficacia luminosa es de unos 50 a 100 lm/W según fabricante, recubrimiento interior, temperatura de color y potencia, siendo un valor de unos 80 lm/W habitual.

El índice de reproducción cromática era relativamente pobre hasta hace unos años pero está siendo mejorado considerablemente, llegando a superar 90 en las lámparas denominadas “de luxe”.



- IRC de un tubo fluorescente Deluxe-

Los tubos fluorescentes se fabrican en una amplia gama de temperaturas de color, desde 2.700K (Luz cálida) hasta 6.500K (luz de día fría) para aplicaciones normales.

Para el correcto funcionamiento es necesaria una cierta temperatura, por lo que en aplicaciones a muy bajas temperaturas, como en exteriores en invierno, en cámaras frigoríficas y de congelación las lámparas bajan en flujo lumínico o dejan incluso de funcionar. Para estos casos los fabricantes ofrecen tubos especiales.

Mencionar que, debido a la amplia superficie emisora de luz, su luz es algo difusa, permitiendo una iluminación bastante uniforme, pero con el inconveniente de proyectar sombras menos definidas, dificultando en cierta medida trabajos finos, lectura etc. provocando incluso fatiga y cansancio en las personas. Conviene suplementar en estos casos con otra iluminación más focalizada en áreas donde se requiere más resalte de relieves y contrastes.

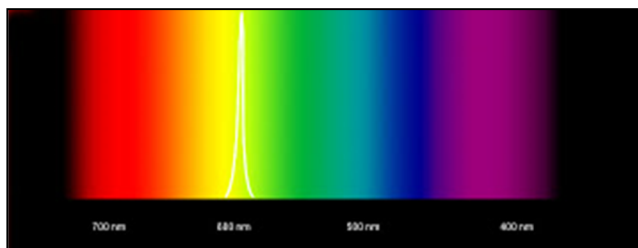
La vida útil se sitúa aproximadamente entre 10.000 y 20.000 h.

-Lámparas de bajo consumo: son una forma de tubo fluorescente en las que el tubo ha sido doblado 2 o más veces para reducir su tamaño y conseguir así una apariencia más compacta. Su base integra el equipo de arranque y balasto electrónico lo que permite sustituir con ellas directamente a las bombillas incandescentes. Se comercializa como los tubos en una variada gama de temperatura de color.

-Lámparas fluorescentes compactas: están constituidas de tubos doblados sobre sí mismo, pero sin contener el balasto en la base, que hay que conectar externamente. En cuanto a temperatura de color, IRC y demás es lo mismo comentado en el apartado de tubos.

La vida útil puede verse reducida un poco por la mayor temperatura de trabajo alcanzada en ellas.

-Lámpara de vapor de sodio de baja presión: contiene en su cápsula interior, en éste tipo de lámpara en forma de U, el gas noble neón y una pequeña cantidad de sodio. Al cebar y encenderse la lámpara comienza la descarga en el gas neón, calentándose y evaporándose el sodio, que a temperatura ambiente es sólido. A los pocos minutos la lámpara llega a su temperatura de trabajo y emite una luz monocromática cercana a 590 nm (amarillo).



-IRC de una lámpara de vapor de sodio de baja presión-

Por su estrecho espectro de emisión lumínica, (amarillo) alcanza una eficacia luminosa de cerca de 200 lm/W, siendo habitual 130 a 180 lm/W dependiendo de la potencia, a mayor potencia mayor eficacia.

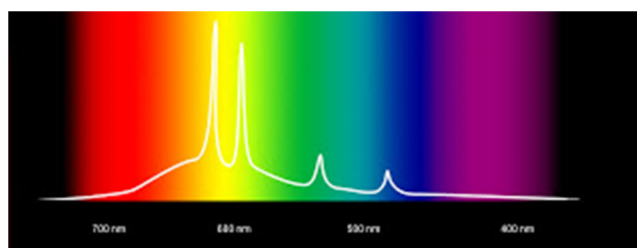
El reducido espectro le otorga sin embargo un bajo o muy bajo índice de reproducción cromática, siendo casi imposible distinguir colores. Sin embargo permite una buena visión aumentando los contrastes. Su uso se restringe a iluminación vial, paso de peatones y terrenos industriales donde la visión cromática es secundaria, aunque está siendo desplazada por lámparas de sodio de alta presión y halogenuros metálicos.

La vida media de estas lámparas es muy larga, sobre 15.000 horas, y su vida útil es de entre 6.000 y 8.000 horas. Se acostumbra a utilizar para el alumbrado público, pero también con finalidades decorativas.

-Lámparas de vapor de sodio de alta presión: usan como plasma un gas noble como xenón y sodio, que a temperatura normal es sólido, y eventualmente una pequeña cantidad de mercurio. Después del cebado con un pulso de unos hasta 5 kV el gas ionizado empieza a

iluminar poco a poco calentándose y evaporando el sodio que empieza a formar parte en la descarga. El tiempo de encendido puede durar unos 4 o 5 minutos hasta el plasma adquiere la temperatura necesaria para funcionar a total rendimiento. Proporcionan una luz blanca dorada, mucho más agradable que la que proporcionan las lámparas de baja presión, y tienen mejor capacidad para reproducir los colores, es decir, un mejor índice de reproducción cromática. Esto va en detrimento de la eficacia luminosa, siendo sin embargo aún muy alta, de 80 a 150 lm/W.

La vida media de estas lámparas es de 20.000 horas y su vida útil está entre 8.000 y 12.000 horas. El fin de su vida por alteración del gas se manifiesta en ciclos típicos de 10 a 15 min de apagado y reencendido.



-IRC de una lámpara de vapor de sodio de alta presión-

-Lámparas de vapor de mercurio: el gas usado para éste tipo es vapor de mercurio y gas noble, normalmente argón, con una presión de trabajo de unos 10 bar. Las líneas de emisión dentro del espectro visible se encuentran en la zona azul y en la verde, además de emisiones en la zona UV. Por esta razón la ampolla exterior va recubierta por su interior con material luminiscente que convierte la radiación UV en luz visible.

La eficacia luminosa se sitúa alrededor de 55 - 60 lm/W, y el índice de reproducción cromática dependiendo del recubrimiento interior entre 45 y 60. Se fabrican con temperaturas de color de unos 3.200K a 4.500K

También precisan de balasto aunque pueden prescindir del arrancador o cebador.

Una forma especial de esta lámpara es la de luz de mezcla. Contiene además de la cápsula de descarga un filamento incandescente de tungsteno conectado en serie con ésta. Este filamento hace de balasto, aparte de proveer a la lámpara de una emisión adicional de luz blanca cálida con componente roja y amarilla. Esta particularidad eleva el IRC a hasta 70, a costa de una reducción significativa de eficacia luminosa a los 20 lm/W.

Su uso se extiende a la iluminación de naves, almacenes, espacios abiertos, vías públicas, parques y jardines.

-Lámparas de halogenuros metálicos: han sido desarrolladas a partir de la de vapor de mercurio añadiendo al vapor de mercurio y gas noble (argón, xenón, neón) halogenuros metálicos y otros aditivos. La adición de estos materiales permite influir en las propiedades espectrales del arco, mejorar el IRC y la eficacia luminosa y elaborar lámparas de una amplia

gama de temperaturas de color.

Como todas lámparas de descarga precisan de un balasto para limitar la corriente eléctrica. El pulso de cebado, como en las de sodio de alta presión tiene unos kV, dependiendo de la potencia.

Se comercializan con potencias comprendidas entre 35 y 2.000W, siendo habituales para iluminación en general y 240V de tensión las potencias entre 70 y 1.000W. Su uso se extiende hoy a casi todos los ámbitos de iluminación.

La eficacia luminosa es bastante alta, de entre 80 y 100 lm/W. La reproducción cromática es la mejor de entre todas las lámparas de descarga, desde 70 hasta >90.

La vida media de estas lámparas está cerca de las 10.000 horas. Necesitan 10 minutos para encenderse, que es el tiempo necesario para que establezca la descarga.

-LED: *la tecnología LED (Light Emitting Diode) es la más reciente en el campo de la iluminación. Al contrario a las lámparas de incandescencia y de las de descarga la emisión de luz tiene lugar en un diodo emisor de luz con poca generación de calor. Están muy bien posicionados para poder sustituir a las bombillas actuales.*

Los LED emiten solo en una longitud de onda, determinada por su material semiconductor y el dopado de éste, por lo que un LED blanco realmente no existe. Hay tres formas de conseguir luz blanca:

1. *Mediante el uso de 3 LED, rojo, verde y azul, o independientes o montado en el mismo encapsulado. De la combinación de los tres colores resulta blanco. La desventaja consiste en que los huecos entre estos colores en el espectro, lo que lleva a desaturar los colores correspondientes a éstos.*

2. *LED azul con recubrimiento de material luminiscente amarillo en el encapsulado. Parte de la luz azul se convierte en amarillo, lo que da un resultado blanco, pero con el inconveniente de pobre reproducción cromática.*

3. *LED ultravioleta con recubrimiento luminiscente de amplio espectro en el encapsulado de la misma forma que se emplea en los tubos fluorescentes. Es de momento la forma que da mejores resultados en el IRC.*

No pueden ser fabricados para grandes potencias, actualmente en el rango de mW hasta alrededor de 1W, por lo que es preciso de juntarlos en grupos para conseguir mayores potencias. Además, su ángulo de emisión es bastante reducido, de 20 a 40°, siendo así preciso montar los grupos en soportes orientando los diodos individuales en ángulos distintos.



-Luminaria con tecnología LED-

Funcionan a baja tensión, de 2,5 a 3,5V dependiendo del tipo, y precisan de un limitador de corriente, normalmente una resistencia, sin el cual el LED se destruiría inmediatamente. Lámparas del tipo Led se fabrican normalmente con fuente de alimentación y limitadores de corriente integrados.

Actualmente se fabrican en una amplia gama de tonalidades, desde luz cálida hasta fría, y algunas con un IRC bastante alto (>90). Su rendimiento es superior a otras lámparas: 100-150 lm/W.

Tienen una vida útil estimada en más de 100.000h, pero son bastante sensibles a la temperatura. Una elevación de ésta puede inutilizarlos temporal o permanentemente. Además conllevan menos riesgo para el medio ambiente.

Aunque son bastante caros se prevé una rápida evolución. Buena prueba de ello es que los fabricantes cada vez más se decantan por la fabricación de productos basados en la tecnología LED para iluminación de interiores y exteriores, como calles o zonas de estacionamiento.

Alumbrado para gran altura

En nuestra instalación tenemos una nave a gran altura. Estos espacios son únicos y su forma de alumbrado es un reto continuo para instaladores, ingenieros y fabricantes. Se está en una constante búsqueda de eficiencia energética y costes más baratos, ya que es importante la reducción de gastos y mantenimiento, ya que este aspecto también sobrelleva costes, así como interrupción de procesos.

Hoy en día, se está tratando de sustituir viejas tecnologías, que aunque funcionan y tienen una funcionalidad adecuada, no están acorde con la eficiencia energética y sostenibilidad actual, por ejemplo para los espacios equipados con los tradicionales halógenos, se podría obtener una solución con fluorescentes. También se puede incluir la nueva generación de LEDs de bajo consumo y bajo mantenimiento, diseñados para mejorar la calidad de la luz, disminuir costes energéticos y de mantenimiento y reducir la huella de carbono.

Los entornos de techo alto bien iluminados no es algo que sea bueno tener sino una obligación legal. Hay que buscar las soluciones de alumbrado beneficiosas para la salud y la seguridad que

proporcionan una luz uniforme, ausencia de zonas oscuras y una buena reproducción cromática.

Los empleados y los clientes también se sentirán mejor, favoreciendo la productividad y el flujo de las tareas.

Los techos altos llevan asociado tradicionalmente un costoso trabajo de mantenimiento. El simple hecho de disponer de un acceso sencillo puede suponer un importante punto en los costes operativos, y gastos en reposición de lámparas. Si añadimos las interrupciones y la pérdida de productividad, estaremos hablando de un importante lastre para la normalidad del negocio. Las nuevas tecnologías y la introducción de la larga vida de los LEDs favorece la reducción de costes en este sentido.

Las organizaciones se ven cada vez más impulsadas por socios, empresas vinculadas o instancias oficiales a reducir su huella de carbono. Reducir las emisiones de carbono con un alumbrado energéticamente eficiente es una buena manera, y con LEDs alcanzando ahorros de energía de hasta el 60%, está claro que la iluminación puede ser un valioso aliado a la hora de recortar el gasto asociado al carbono producido.

La salud y la seguridad siempre son importantes. La nueva generación de soluciones LED resulta especialmente eficaz para iluminar uniformemente los espacios de gran altura libre, mejorar la visibilidad y reducir la posibilidad de accidente, además de hacer que sean lugares de trabajo más cómodos favoreciendo la sensación de bienestar. El alumbrado eficiente y atractivo también es bueno para el cliente.

La evolución de la tecnología amplía las opciones de flexibilidad y ahorro en costes. La innovación en fuentes de luz se está viendo correspondida con la de los sistemas de control, y ambas combinadas ofrecen la óptima solución. Con la tecnología en constante progresión, existen soluciones LED y de fluorescencia –tanto regulables como controlables– que, combinadas con sistemas de control, garantizan la presencia de luz en el lugar que se necesita.



-Diferentes soluciones para alumbrado a gran altura de Philips-

3. Memoria

3.1 Promotor del proyecto

El promotor del proyecto es el propietario de la nave, Alfonso Rodríguez Sánchez con DNI 22456068V, que además es propietario de la empresa de material eléctrico que realiza su trabajo en la nave. La nave es una nave almacén en la que también se incluyen las oficinas de una empresa de reparto de material eléctrico.

3.2 Emplazamiento de la nave

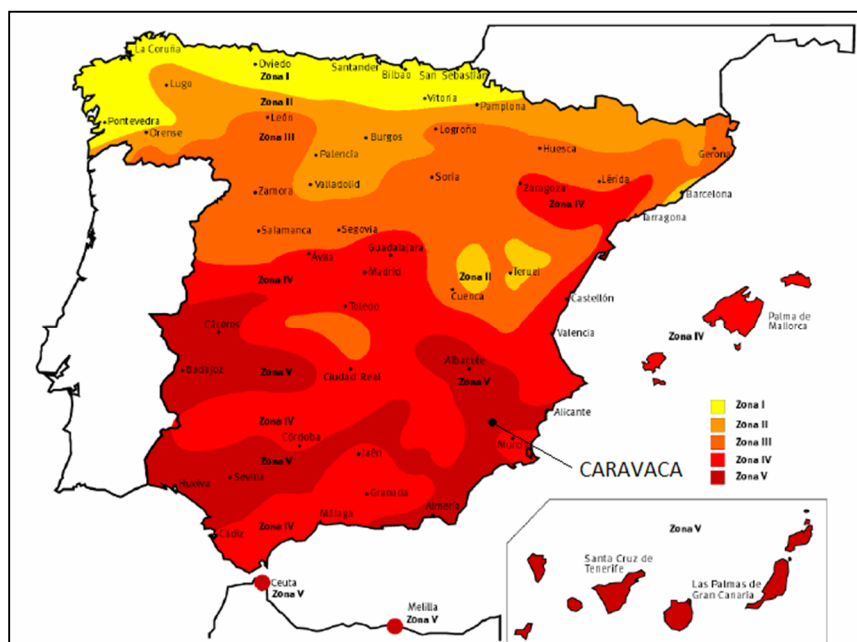
La nave industrial objeto del proyecto está emplazada en el polígono industrial 'Cavila' de Caravaca de la cruz. Las coordenadas exactas de la situación de la nave son las siguientes:

-Latitud: 38° 3' N

-Longitud: 1° 54' O

Está en una zona ideal para la instalación solar fotovoltaica ya que cumple una serie de requisitos que hacen la zona idónea, como son:

-Radiación solar muy elevada, ya que es una zona climática V.



-Mapa de zonificación solar. Se indica donde está situada la población correspondiente a la nave-

-Tejado de nave industrial situado en zona industrial, con poca pendiente y posibilidad de creación de superestructura para conseguir un tejado horizontal.

-Inexistencia de sombras sobre el tejado al no existir edificios ni construcciones elevadas en los

alrededores de la nave.

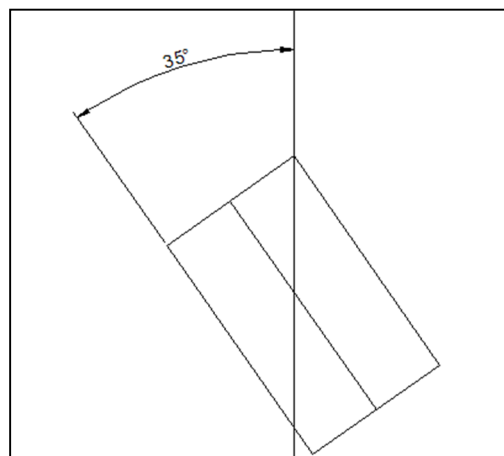
-Accesibilidad y existencia de una línea eléctrica cercana.

A continuación se muestra una imagen con la situación de la nave, obtenida con Google Earth.



-Plano de situación de la nave industrial objeto del proyecto. La foto es antigua y la nave todavía no estaba construida-

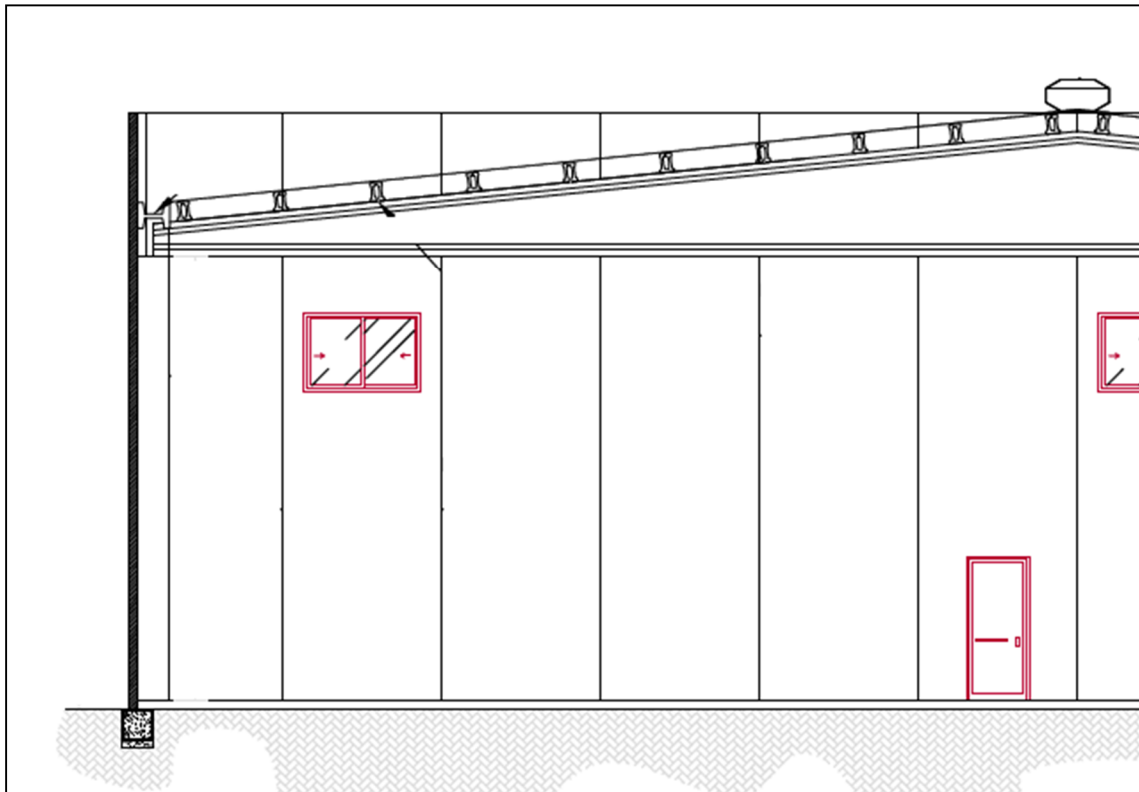
Por último, indicar que la desviación de la nave con respecto a la vertical es de 35° en sentido antihorario. Este aspecto será importante para la instalación solar fotovoltaica.



-Desviación con respecto a la vertical de la nave-

3.3 Características de la nave

La nave industrial es una típica nave rectangular de aproximadamente 50x30 m, (medidas exactas en plano en planta), con un tejado de pendiente del 10% a dos aguas de chapa de acero grecada de 0,6 mm, el cual contiene 5 aireadores de 2 m de largo en la zona central de las aguas, y 10 lucernarios, 5 en cada agua, consistentes en placas de policarbonato translúcidas. Los cerramientos son placas de hormigón de 14 cm de espesor y de 2,5 m de anchura colocadas en vertical, con una cara lisa y otra cara rugosa. El cerramiento presenta una peculiaridad que deberá ser considerada a la hora de diseñar la instalación solar fotovoltaica, esta peculiaridad es que el cerramiento del lateral de la nave no termina al comienzo del tejado de la nave, como típicamente suelen ser las naves industriales, sino que sube hasta la altura de la línea central del tejado, quedando el agua del tejado más encerrada, por lo que también hay que colocar bajantes de agua para que el agua de lluvia no quede estancada en los laterales de la nave. En la siguiente imagen se muestra de mejor manera esta peculiaridad.



-Detalle de terminación del cerramiento de los laterales de la nave-

La nave tiene varias ventanas y puertas en todos sus alzados. Las ventanas son de 1,84 x 1,24 m y son ventanas de aluminio fundido en placa y están colocadas en los alzados a 5 m de altura sobre el nivel del suelo. El alzado este y oeste contienen 5 ventanas de este tipo a lo largo de toda su longitud. En el alzado sur encontramos 3 ventanas de este tipo y además una puerta metálica de aluminio de 1 x 2,25 m, este alzado es el de salida de emergencia o para otros usos, mientras que el alzado norte es la entrada principal. En el alzado norte tenemos dos ventanas del tipo descrito y además una puerta metálica a base de chapa tipo pegaso de 5 x 5

m, y otra puerta de 2,2 x 2 m metálica de aluminio correspondiente a la entrada a las oficinas de la nave. Toda la distribución de estas puertas y ventanas se verán en los planos correspondientes.

La nave tiene una superficie construida de 1462,16 m², mientras que la superficie útil en el interior de la nave es de 1440,16 m².

En el interior de la nave la distribución es simple dado que estamos hablando de una nave almacén con unas oficinas. Las oficinas tienen una dimensiones de 18 x 10 m y se accede hacia ellas a través de la puerta indicada anteriormente, además existe otra puerta en las oficinas que da acceso a la zona de almacén. Por otra parte pegado a las oficinas aunque sin acceso directo desde ellas, sino accediendo desde la zona de almacén tenemos una zona de baños con una superficie de 4 x 6 m, en estos baños simplemente se encuentran 4 baños con 2 lavabos. Tanto los baños como las oficinas tienen una altura de 3,5 m. A continuación se muestra en una tabla la distribución de superficies de toda la nave.

Zona	Medidas	Superficie	% total
Oficinas	18x10	180	12,5 %
Baños	4x6	24	1,66%
Total	48,72x29,56	1440,16	100%
Zona de almacén	-	1236,16	85,84%

En la zona de almacén no se han indicado las medidas ya que son todos los espacios que nos quedan de la resta de oficinas y baños del total, de ahí que este colocado en la tabla en último lugar.

3.4 Instalación fotovoltaica sobre cubierta

3.4.1 Descripción general

La instalación fotovoltaica que se quiere realizar en la nave es una instalación fotovoltaica con conexión a red, es decir, se colocaran paneles solares sobre la cubierta, y se conectaran a varios inversores para convertir la corriente continua en corriente alterna para posteriormente inyectarlos en la red eléctrica. Debido a la geometría y estructura de la nave, se levantara una estructura de sobreelevación para dejar la cubierta totalmente plana, y después se instalaran los triángulos de soporte de los paneles solares, la canalización se situara sobre la cubierta existente y conducirá todas las strings hasta un cuadro en el interior de la nave donde se colocaran los inversores y desde donde se conducirá la salida en corriente alterna hasta una caja en el exterior de la nave donde ira colocado el contador de energía generada por la instalación fotovoltaica.

3.4.2 Superficie útil

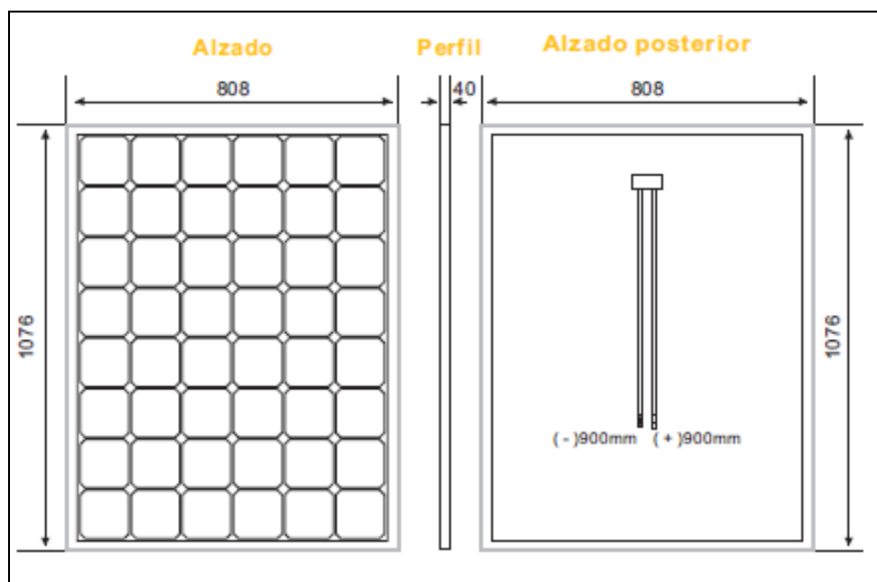
La superficie útil para la instalación fotovoltaica es la correspondiente a toda la cubierta de la nave, aunque debido a la estructura de sobreelevación que se va a colocar, tendremos toda la superficie construida existente como zona de superficie útil para la instalación solar fotovoltaica. En este apartado no se indicaran más datos sobre la superficie, ya que la distribución de paneles y elección de panel solar se realiza en los siguientes apartados y es la que condicionara el número de paneles que podemos tener en la cubierta.

3.4.3 Elección del panel solar

Para la elección del panel solar no se tendrá ninguna consideración especial en cuenta, sino que se seleccionara un tipo de panel con una buena calidad-precio y un rendimiento suficiente para un buen aprovechamiento de las excelentes condiciones solares existentes en la zona de la instalación.

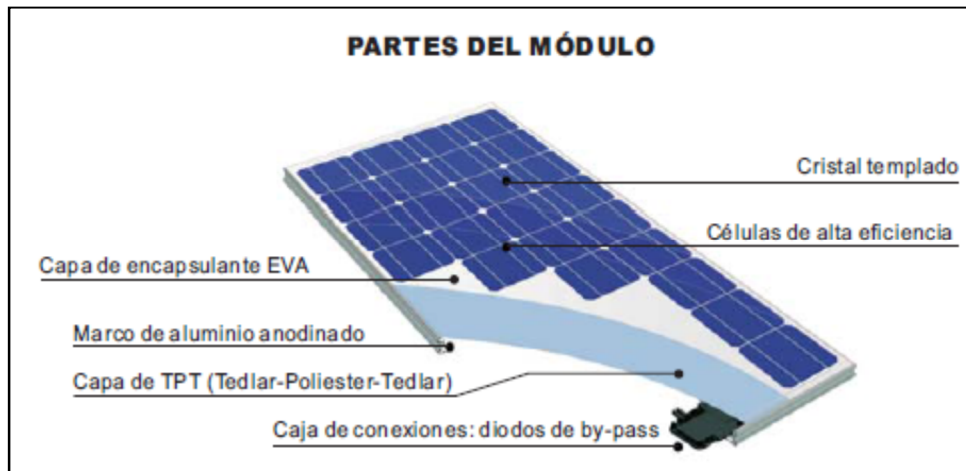
El modulo seleccionado es un Zytech ZT135S. Los módulos fotovoltaicos Zytech Solar se caracterizan por su elevada calidad, eficiencia, fiabilidad y robustez y por una excelente relación calidad-precio. Esta calidad ha sido reconocida por cientos de clientes, que han querido realizar sus instalaciones con un producto fiable y duradero, que permita la más rápida y segura amortización de la inversión.

Este tipo de panel es de silicio monocristalino y contiene 48 células por cada módulo. El peso de cada panel es de 10,5 kg. Las dimensiones del panel son 1076 x 808 x 40 mm, además se representan en la siguiente imagen.



-Dimensiones del panel fotovoltaico seleccionado-

El panel solar se compone de diferentes partes, desde un cristal templado para la protección externa así como un marco de aluminio anodizado que proporciona más resistencia mecánica al conjunto. En la imagen siguiente se pueden ver detalladas todas las partes del panel solar.



-Partes del panel solar-

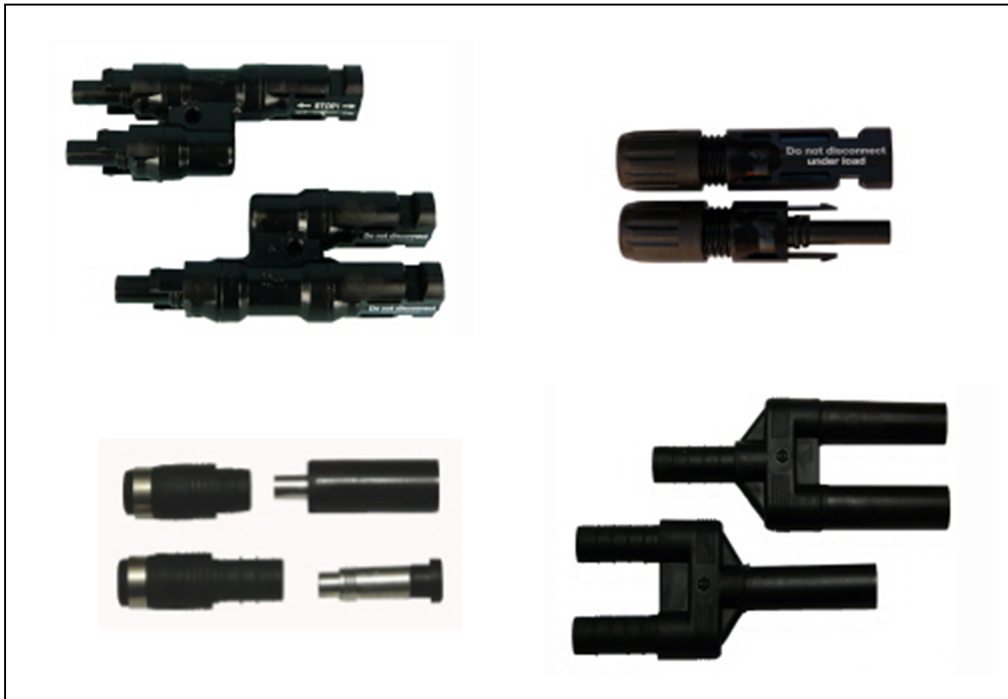
Las características eléctricas del panel solar son las representadas a continuación, y se tendrán en cuenta a la hora de la selección de los inversores y la formación de las strings correspondiente, ya que en serie se irán sumando las tensiones mientras que en paralelo se sumaran las intensidades de cada rama.

Características eléctricas		
		ZT 135S
Potencia máxima	P_{max}	135 W
Tensión a circuito abierto	V_{oc}	30.19 V
Tensión punto máx. potencia	V_{mpp}	25.49 V
Intensidad de cortocircuito	I_{sc}	5.75 A
Intensidad punto máx. Potencia	I_{mpp}	5.30 A
Factor FF		77.77 %
Eficiencia del módulo		15.53 %

-Características eléctricas del panel solar-

Se observa como el panel tiene una eficiencia aceptable, siendo uno de los paneles con mayor eficiencia de este fabricante.

Otras características del panel son la temperatura de operación nominal que está en torno a los 47°C, la tensión máxima del sistema que está fijada a 1000 V en corriente continua, y ya como características físicas tenemos que el panel viene con 3 diodos bypass de protección, cables de conexión de 4 mm² de sección y una longitud de 90 cm, y vienen provistos de conector Plug type 4.



-Conector tipo 4 utilizada para la interconexión serie y paralelo de strings-

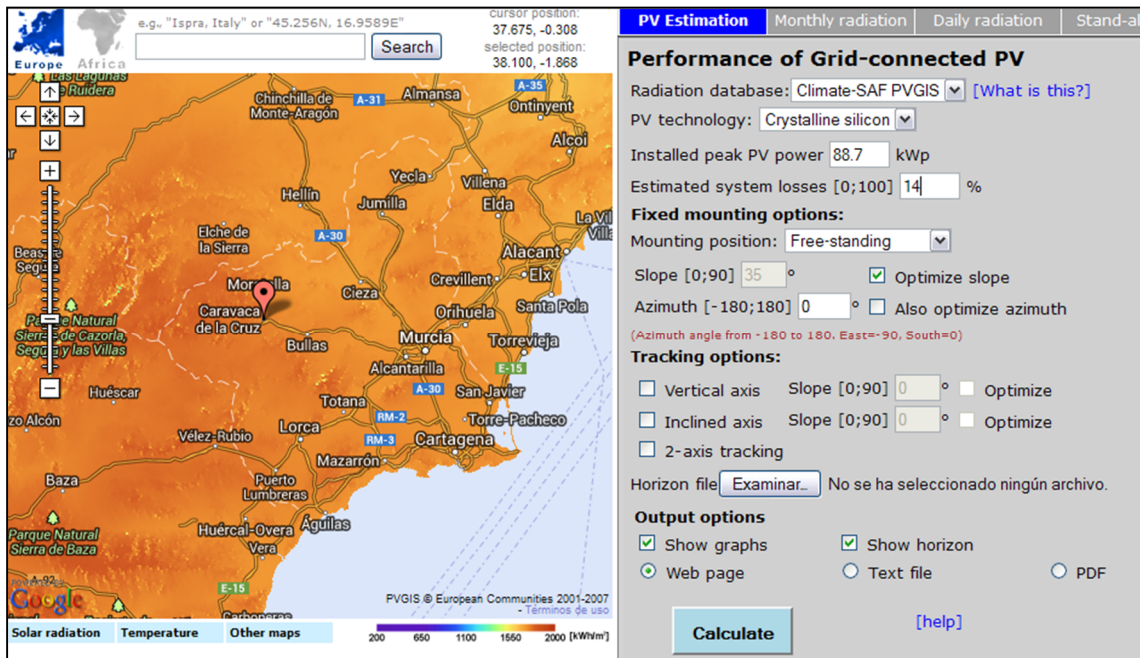
3.4.4 Colocación e inclinación del panel solar

En este apartado se definirán las formas de colocación y la inclinación seleccionada para la instalación de los paneles solares sobre la cubierta de la nave.

En primer lugar se decidirá la inclinación óptima para este tipo de instalación. Para ello tendremos en cuenta que aunque se ha tenido en cuenta la posibilidad de crear una estructura en la que podamos variar la inclinación durante todo el año, se prefiere crear una instalación fija con una inclinación para todo el año para así reducir tareas de mantenimiento ya que el tejado no es muy accesible y los costes de mantenimiento se quieren llevar al mínimo.

Así con esta consideración, tendremos que decidimos y seleccionar una inclinación idónea para nuestra instalación. Los técnicos, fabricantes y demás ofrecen diferentes visiones sobre lo que sería la inclinación idónea de un generador fotovoltaico. Para la selección de la inclinación de esta instalación nos vamos a apoyar en dos modelos informáticos, uno de ellos obtenido a través de PVGIS y otro a través del programa informático PVSYST. En ambos de ellos se observara como coinciden la solución seleccionada como la más idónea.

PVGis es una aplicación web solar para diferentes estimaciones de sistemas fotovoltaicos y comprobaciones sobre radiación solar y características climáticas. En la página tenemos un apartado en el que se incluye sistema fotovoltaico conectado a red.



-Aplicación PVGIS-

Aunque todavía no hemos definido y justificado el número de paneles que vamos a colocar en la cubierta de la nave, ya que se hará más adelante, sabemos la potencia que vamos a instalar, que es de 88,7 kWp. Introduciendo este dato en PVGIS y una estimación de pérdidas del 14%, e indicando que la tecnología fotovoltaica utilizada es de silicio cristalino. En la opción de la pendiente de colocación del panel, es decir, la inclinación se puede marcar la opción de optimizar esa inclinación, y esa será la opción que se marcara para que la aplicación nos devuelva el valor de la pendiente optimizada para la zona marcada en el plano adjunto a la aplicación.

En esta aplicación web tenemos dos bases de datos de radiación solar para la estimación de valores en cada mes y de valores anuales. En este caso utilizaremos la base de datos PVGIS-CMSAF (Climate-SAFPVGIS). La aplicación nos devuelve diferentes datos cuando pulsamos el botón de cálculo, entre ellas tenemos una tabla con valores mensuales de energía producida y de energía por cada metro cuadrado para la inclinación óptima. Además nos proporciona una gráfica con el horizonte del sol, es decir, el recorrido del sol por el cielo durante los dos días extremo del año, cuando el Sol está en su punto más alto (el día 21 de Junio) y en su punto más bajo (el día 21 de Diciembre).

A continuación se muestran los datos proporcionados por la aplicación.

Fixed system: inclination=34 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	290.00	8990	4.13	128
Feb	344.00	9630	4.98	139
Mar	375.00	11600	5.60	174
Apr	403.00	12100	6.09	183
May	401.00	12400	6.17	191
Jun	438.00	13200	6.91	207
Jul	455.00	14100	7.26	225
Aug	436.00	13500	6.92	215
Sep	381.00	11400	5.92	177
Oct	334.00	10400	5.06	157
Nov	302.00	9060	4.38	131
Dec	291.00	9030	4.16	129
Year	371.00	11300	5.63	171
Total for year		135000		2060

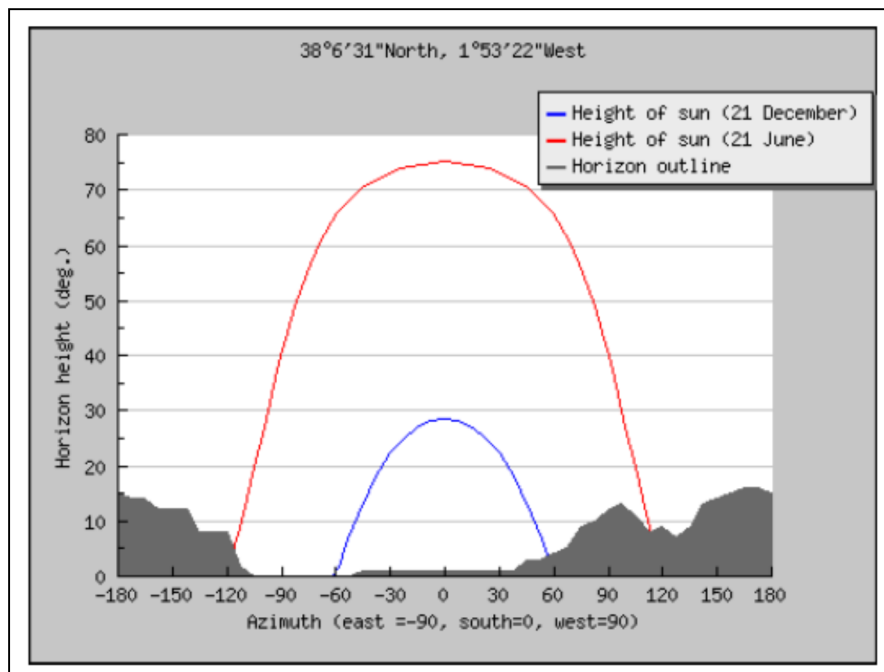
Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

-Datos de energía total y energía por superficie para las características introducidas-



-Horizonte del Sol en los solsticios de Invierno y Verano-

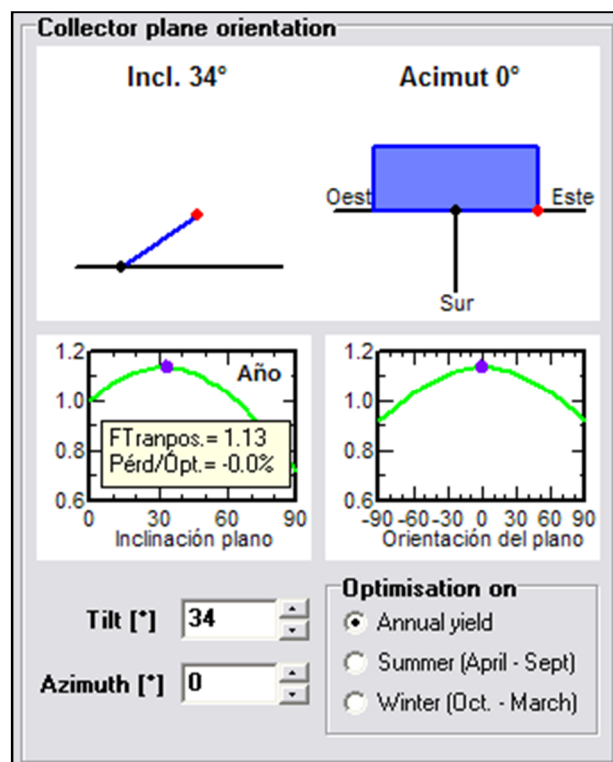
La aplicación nos proporciona una inclinación óptima de 34° sobre la horizontal. Se observa una estimación de producción anual de 135000 kWh. En la imagen del horizonte solar proporcionado podemos observar el valor máximo y el valor mínimo de altura del Sol a lo largo

de todo el año. El valor máximo será de aproximadamente 75° , mientras que el valor mínimo será de unos 28° de elevación.

La otra aplicación para la determinación de estos parámetros es PVSYST, es un programa muy completo para todo tipo de cálculos y diseños relacionados con la energía solar. Para la determinación de los parámetros deseados se puede proceder realizando un estudio preliminar de una instalación fotovoltaica conectada a red.

En este programa tenemos diferentes datos de radiación solar, temperatura y viento para diferentes ubicaciones, aunque también da la opción de poder introducirlos a mano. Como una de las ubicaciones existentes son datos meteorológicos de San Javier, en Murcia, se usara esa ubicación aunque no sea exactamente el lugar exacto de la instalación fotovoltaica.

Una vez seleccionado el lugar, se procede al predimensionado de la instalación, para ello introducimos la potencia pico que se va a instalar, es decir, los 88.7 kWp; y posteriormente podemos elegir el ángulo de inclinación y de acimut seleccionado para la instalación. Aquí es donde la aplicación muestra graficas de optimización de estos ángulos para la obtención de la mayor energía posible. A continuación se muestran las gráficas correspondientes para una optimización de la producción anual de energía, ya que podemos seleccionar entre producción anual en invierno o en verano, siendo la seleccionada la producción anual.

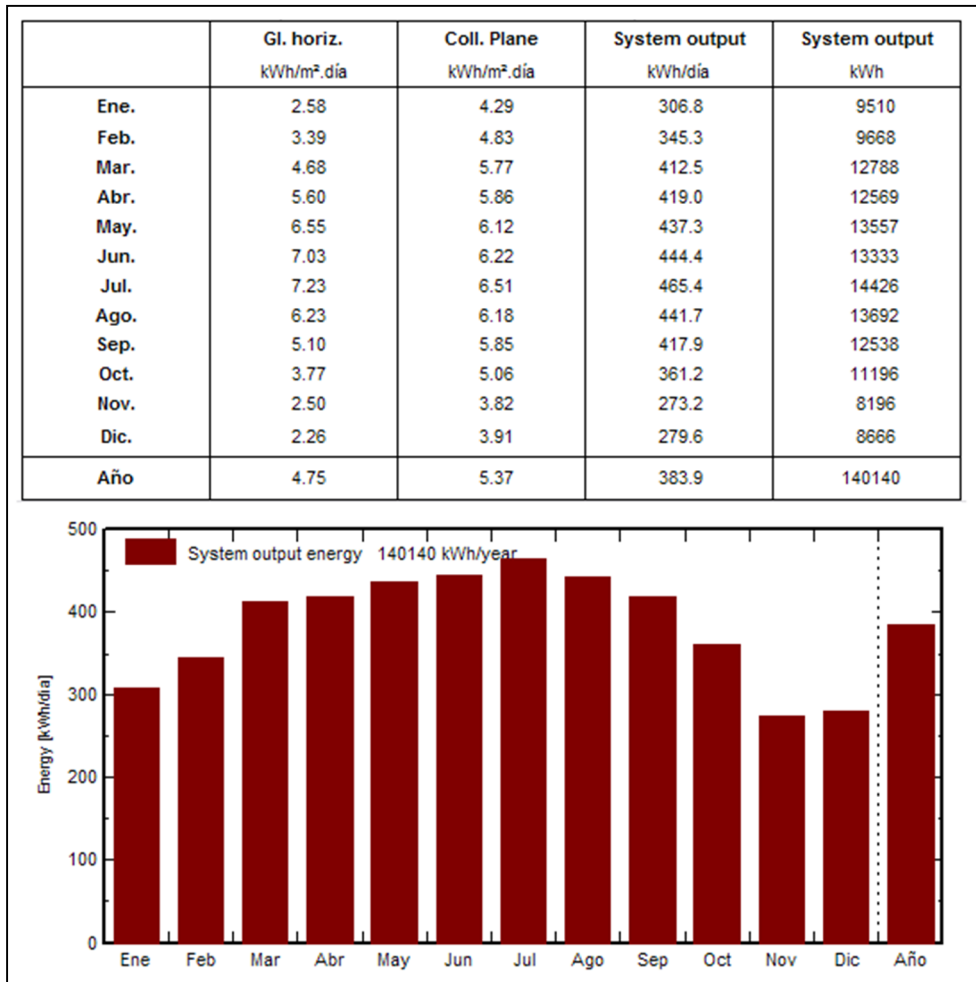


-Gráficas de optimización de ángulos de inclinación (Tilt) y acimut-

Se puede observar como para una inclinación de 34° las pérdidas son nulas, de hecho se puede comprobar con el programa como en el rango de $30-34^\circ$ las pérdidas son casi invariables siendo ese rango el de óptima inclinación para una producción anual. Si se selecciona producción en verano el ángulo se reduce mientras que si es en invierno el ángulo se

incrementa.

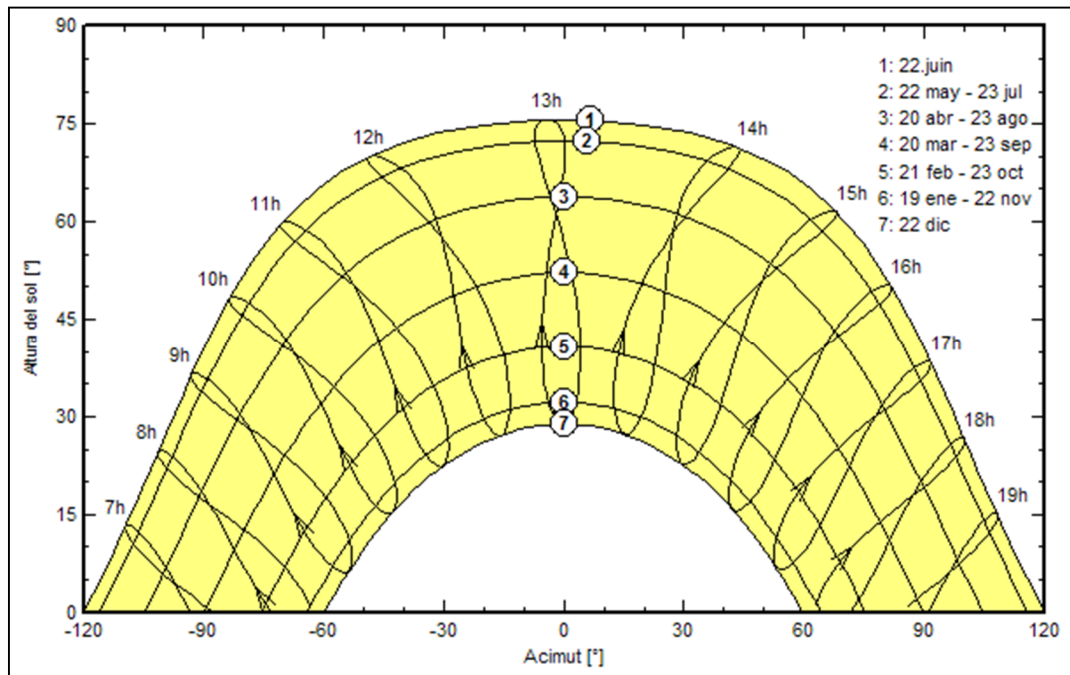
Con todos estos datos introducidos e incluyendo una breve descripción de la instalación, como son tipo de paneles, tipo de instalación, tipo de ventilación y otros datos, se puede obtener una distribución de la energía generada a lo largo de los meses del año incluyendo el total anual para este tipo de instalación.



-Distribución de energía producida a lo largo del año proporcionada por PVSYST-

Se puede ver una producción anual de 140140 kWh, un dato no muy diferente del obtenido anteriormente en PVGIS e incluso más optimista aunque en realidad quizás menos exacto debido a los errores de ubicación. Por tanto a la hora de suponer una producción anual, se usara el anterior número proporcionado por PVGIS, de 135000 kWh/año, ya que es más pesimista, y si se cumplen los requisitos de rentabilidad y viabilidad con la opción más pesimista se estará asegurando el correcto diseño de la instalación.

El programa PVSYST también proporciona el horizonte solar en la ubicación seleccionada.



-Horizonte solar para la ubicación seleccionada en PVSYST-

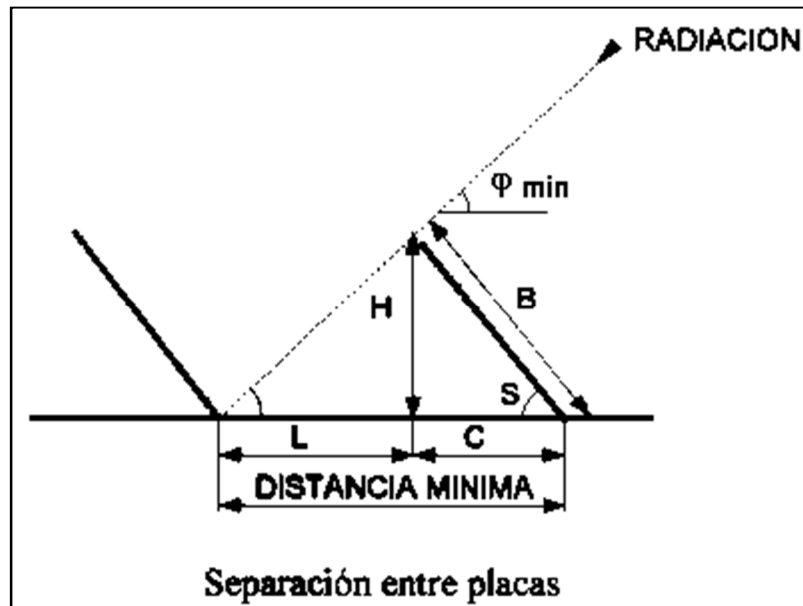
Se puede observar como es prácticamente el mismo horizonte solar proporcionado con PVGIS, con las mismas alturas máxima y mínima del Sol a lo largo del año.

Con estos dos estudios realizados, se puede seleccionar ya una inclinación de paneles solares de 34° , con una producción anual de 135000 kWh/año, y una altura máxima y mínima del Sol, de 75° y 28° respectivamente.

Como la estructura, aunque no se ha definido todavía, va a ser una estructura que transforma el tejado inclinado en un tejado plano, nos queda definir la distancia necesaria entre las filas para que no se provoque sombreado parcial, que es dañino para las placas fotovoltaicas y provoca pérdidas en la generación de energía eléctrica.

Para la distancia entre filas se van a utilizar también varias comprobaciones para asegurarse de un correcto diseño de esta característica de la instalación. Una de las comprobaciones será con el mismo programa utilizado anteriormente, PVSYST, otra de las comprobaciones se realizará con otro programa llamado Filedist, también se comprobará mediante una fórmula matemática, y por último, se comprobará gráficamente creando una representación de la instalación fotovoltaica en el tejado de la nave y reproduciendo las sombras producidas en los días más desfavorables.

Se comenzará comprobándolo mediante la fórmula matemática para tener un dato de partida a la hora de trabajar con las diferentes comprobaciones.



-Parámetros de separación entre placas solares-

La fórmula a utilizar para la estimación de la separación entre placas es la siguiente:

$$Dist_{min} = B \times \cos S + \frac{B \times \sin S}{\tan \varphi_{min}}$$

donde:

S= inclinación del panel

B= longitud del panel

φ= ángulo mínimo de incidencia (un valor aproximado puede deducirse del correspondiente diagrama solar polar)

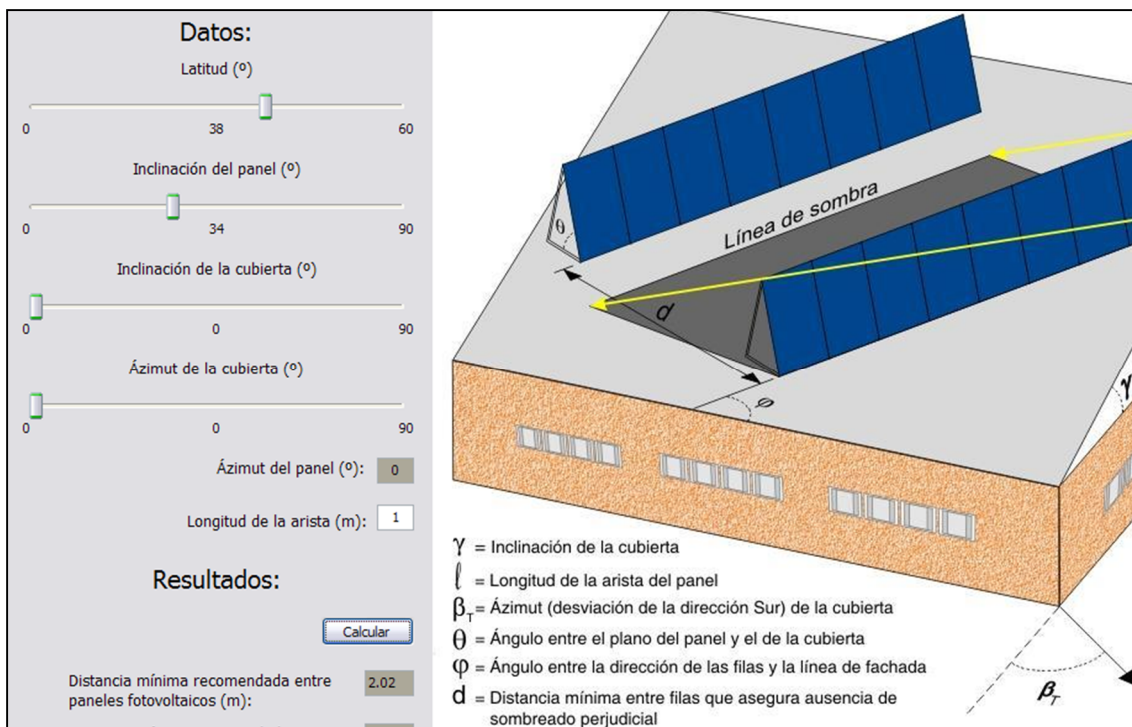
El parámetro B es la longitud del panel, y en el panel seleccionado tiene un valor de 1,076 m, la inclinación del panel S es de 34° como se ha indicado anteriormente. Por último, falta definir el ángulo mínimo de incidencia, que se puede obtener del diagrama de horizonte solar definido anteriormente, como se ha comentado en el apartado anterior, la altura solar mínima es de 28°, pero para ser incluso más pesimista se considerara un ángulo mínimo de incidencia de 25°.

Por tanto, aplicando la fórmula:

$$Distmin = 1,076 \times \cos 34 + \frac{1,076 \times \sin 34}{\tan 25} = 2.18 \text{ m}$$

Esta es la distancia mínima entre filas para esa inclinación, el panel seleccionado y la altura mínima indicada. Hay que tener la consideración de que durante el invierno que corresponde a las líneas inferiores del diagrama del horizonte Solar hay gran parte del día en la que el sol está a menos de 25°, por lo tanto habrá sombreado parcial, pero considerar un ángulo mayor proporcionaría una distancia mínima mucho mayor disminuyendo el número de filas que se pueden colocar, y por tanto reduciendo la potencia pico instalada. Por lo tanto, se debe llegar a un acuerdo entre la potencia pico y las pérdidas por sombreado parcial.

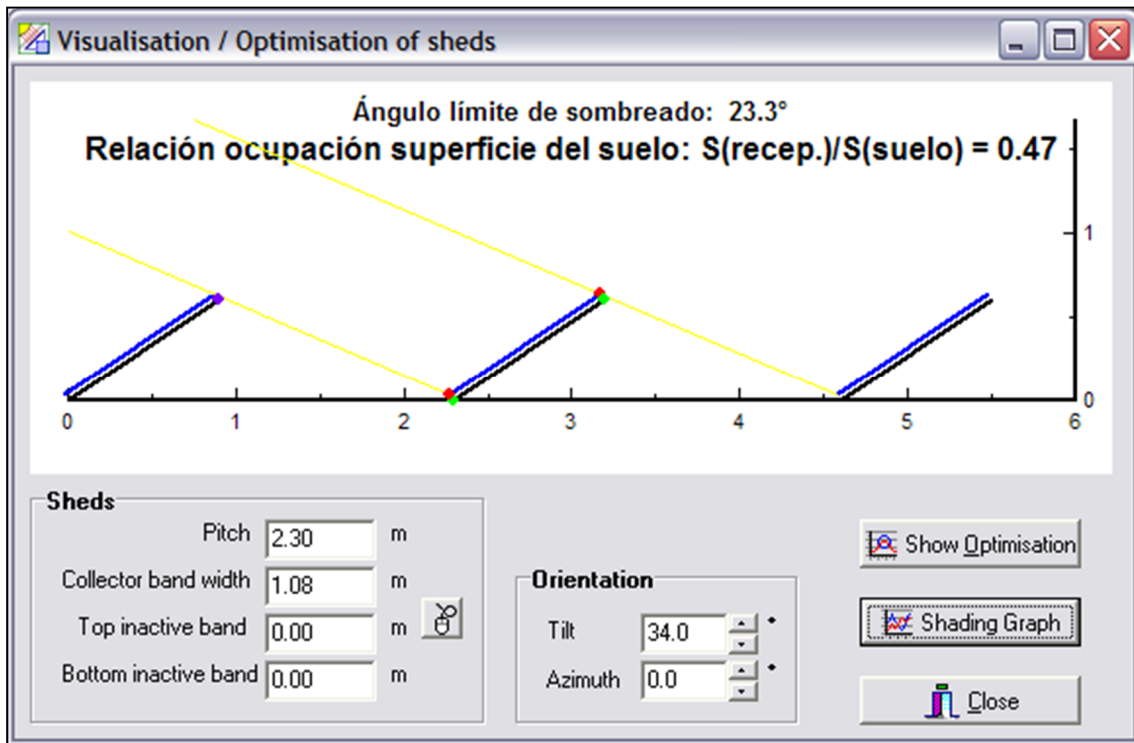
Otra forma de comprobar la distancia entre filas es a través del programa Filedist, creado específicamente para eso por Censolar. En este programa se introducen los datos de latitud del lugar donde se ejecutara la instalación, la inclinación del panel fotovoltaico, y la inclinación y acimut de la cubierta, además de la longitud de la arista del panel fotovoltaico. La latitud del lugar es de 38° y la inclinación del panel será de 34° , para los datos de inclinación y acimut de la cubierta se seleccionara el valor de 0° debido a que con la estructura que se va a instalar se va a simular un tejado plano. La longitud del panel fotovoltaico es de 1,076 m, pero el programa solo deja introducir números enteros, por lo que se ejecutara el programa con una longitud de arista de 1 m, y luego se realizara una regla de tres para obtener el valor correspondiente de distancia mínima entre filas.



-Captura de ejecución del programa Filedist-

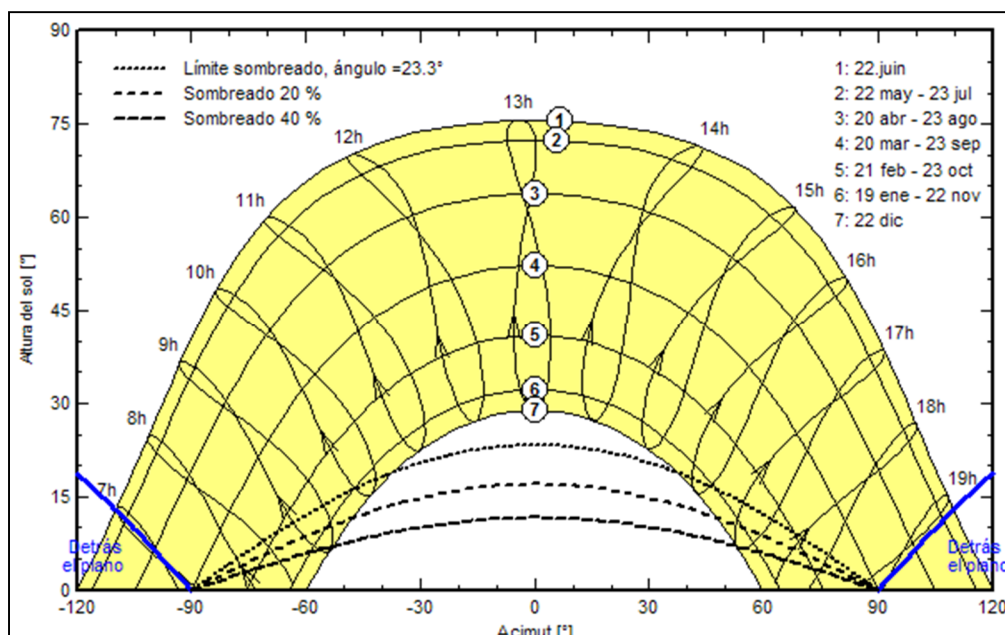
Se puede observar en la imagen, con los datos indicados anteriormente, el programa proporciona una distancia mínima entre paneles de 2.02 m. Esta distancia es para una longitud de arista de 1 m, para obtener el valor que se quiere con el panel seleccionada que es de 1,076 m de arista, multiplicaremos la distancia mínima entre paneles por 1,076 dando un total de 2,17 m, aproximadamente el mismo valor obtenido con la formula anterior.

Ahora se comprobara la distancia entre filas a través del programa PVSYST. En este programa no se proporciona directamente una distancia entre filas sino que podemos ir viendo un diagrama con el horizonte Solar y las horas de sombreado cambiando la distancia entre filas existente. Para esta tarea se usa la siguiente pantalla que se muestra en la captura.



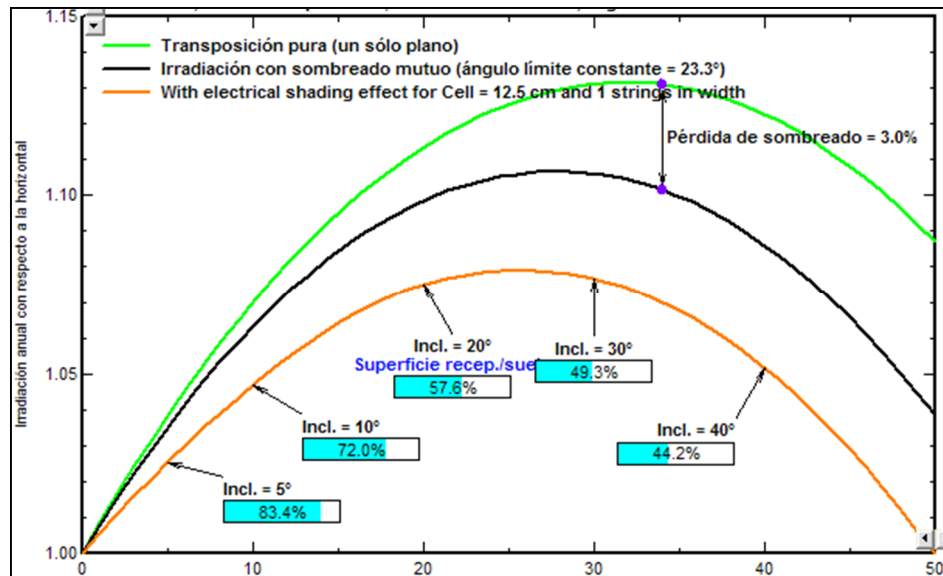
-Captura de pantalla de PVSYST para optimización de distancia entre filas-

Se puede observar como simplemente se define la longitud e inclinación del panel solar, y la distancia entre filas, que en este caso se ha puesto de 2,30 m que corresponde con un ángulo límite de sombreado de 23.3°. Se ha elegido esta distancia mayor que las anteriores calculadas porque en el próximo apartado de cálculo grafico se observa cómo queda una buena distribución del campo fotovoltaica y se aprovecha mejor la energía solar con más horas del día sin ningún tipo de sombra. Con estos datos se puede observar la gráfica de sombreados.



-Horizonte solar con límites de sombreado-

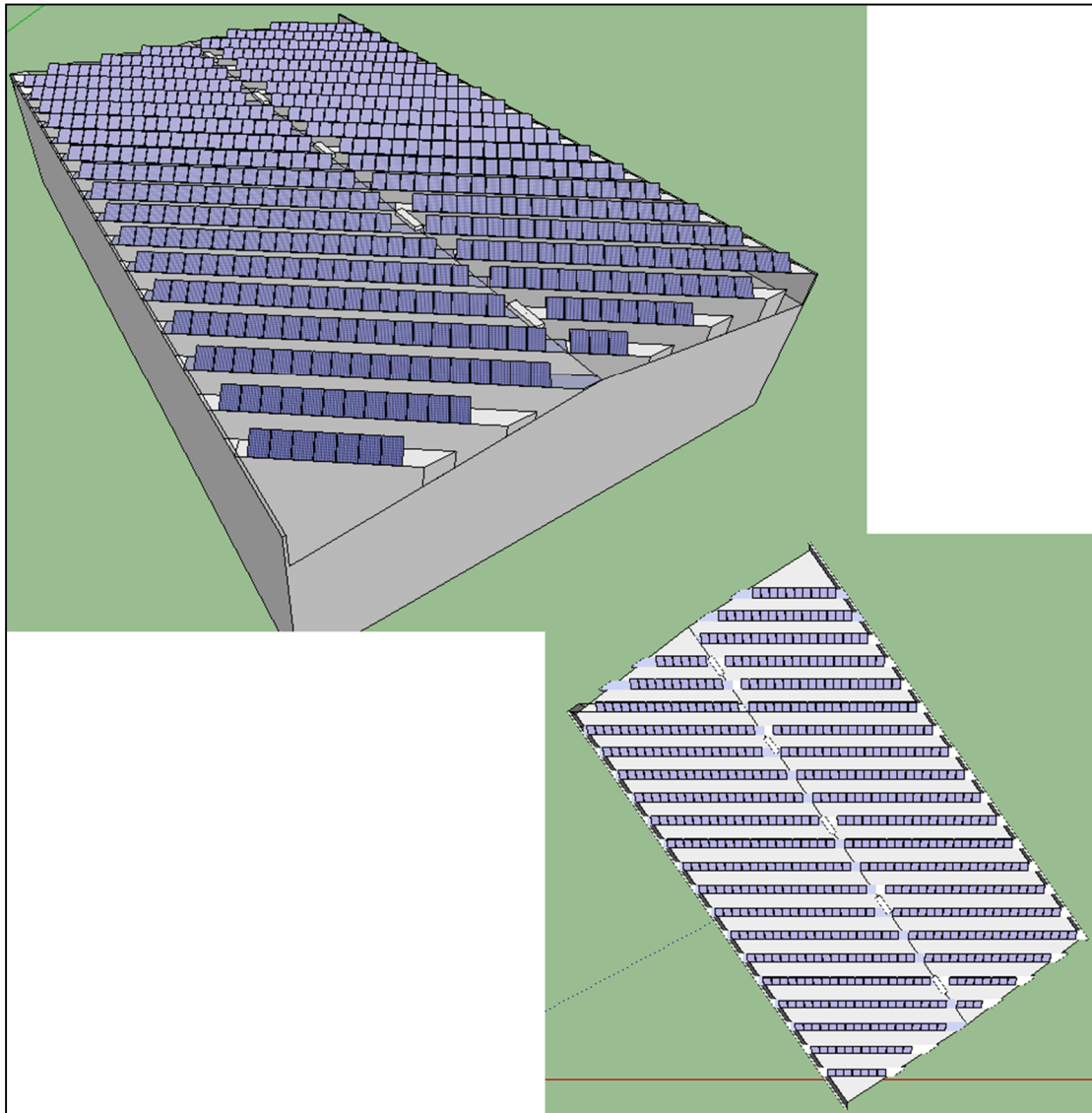
Se puede observar como el día más desfavorable, correspondiente al 21 de Diciembre, el panel solar permanece sombreado gran parte del día, pero en las horas centrales del día, cuando la radiación es de mayor valor, el sombreado entre filas es inexistente. Por tanto, el diseño es aceptable. PVSYST también nos proporciona una gráfica en la que se pueden observar las pérdidas existentes debido al sombreado.



-Gráfica de pérdidas de sombreado con la disposición mostrada-

Se observan una pérdidas por sombreado de un 3%, es decir, bastante aceptables. Se podrían disminuir estas pérdidas aumentando más la distancia entre filas pero perderíamos superficie de instalación de paneles solares, lo que no conviene.

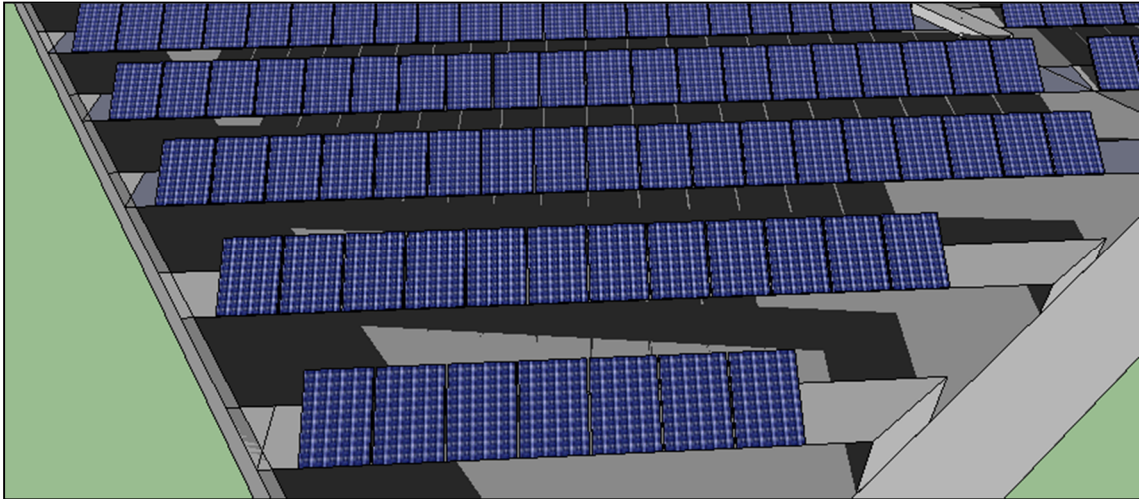
Ya se ha justificado una distancia entre filas de 2,3 m, ahora se comprobará gráficamente. Este método gráfico consiste en dibujar la nave y colocar las placas solares sobre ella, imitando lo más fielmente posible la instalación que se llevara a cabo. Gracias a este método también se definirán el número de placas existentes en la cubierta, ya que se ha hablado de una potencia de 88,7 kWp pero no se ha indicado en ningún momento el número total de placas solares que se van a colocar. Este esquema gráfico se va a realizar con la herramienta de Google SketchUp. A continuación se muestran diferentes imágenes del modelo realizado y al final una conclusión sacada de este método gráfico.



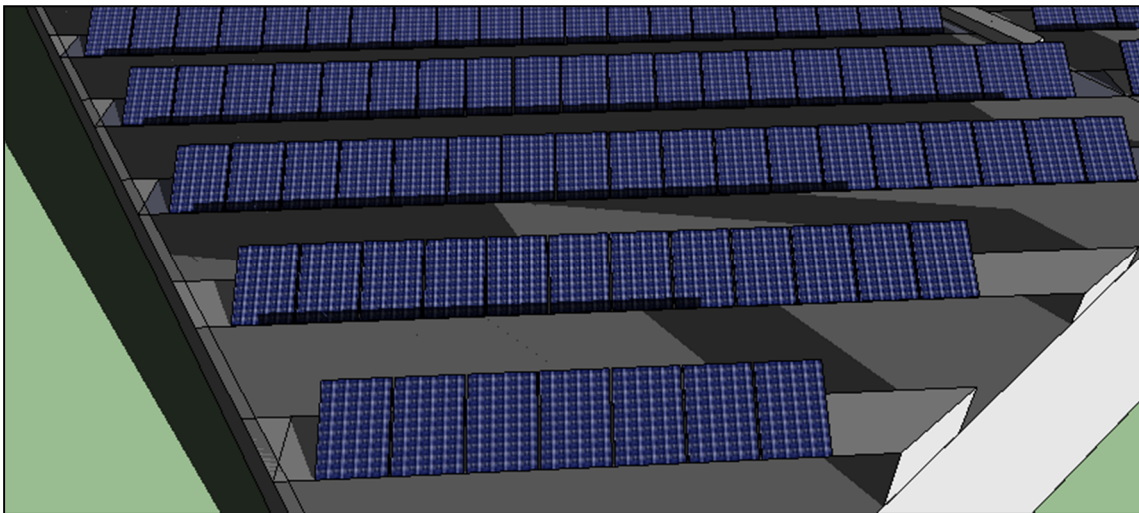
-Vista 3D y en planta del modelo en 3D realizado de la nave-

Se puede observar cómo se han colocado los paneles solares en una estructura que hace que la cubierta sea plana, aunque no se ha dibujado con mucho detalle, tarea que se realizara más adelante. Se han intentado salvar cercanías excesivas a los aireadores y laterales de la nave, y aunque la cubierta posee lucernarios, para este caso no son un problema ya que la estructura elevada permite que no influyan en la colocación de paneles en la superficie fotovoltaica. Se han colocado un total de 657 paneles solares de las características indicadas en los apartados anteriores. Por tanto, $657 \times 135 \text{ Wp} = 88,7 \text{ kWp}$, y aquí se tiene la justificación de la potencia pico indicada en todos los apartados anteriores.

Con el modelo realizado, el programa da la posibilidad de realizar una simulación con las sombras provocadas por el Sol a diferentes horas y días del año. De esta manera se comprobara si la distancia entre filas es correcta y en los días más desfavorables no tenemos sombras a la horas en las que el sol está en su mínima altura. Para la comprobación se mostraran imágenes de las sombras de diferentes días a diferentes horas.



-Sombras el día 21 de Diciembre a las 13 horas-



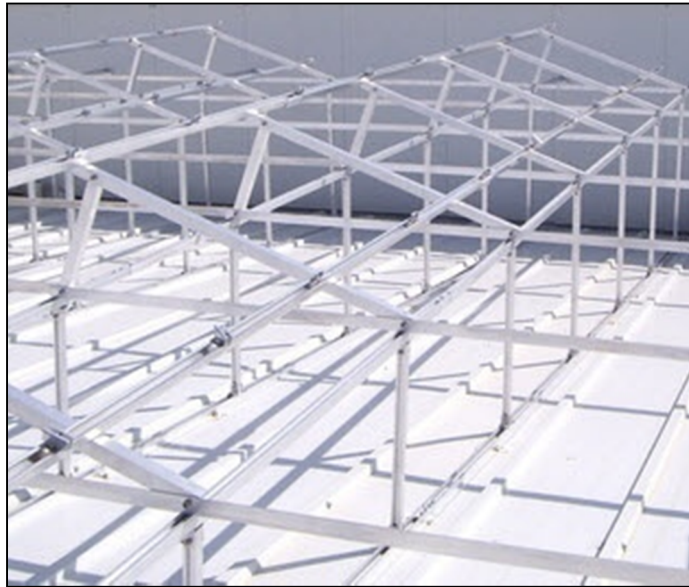
-Sombras el día 21 de Diciembre a las 10 horas-

Se puede observar como el día 21 de Diciembre, que es el más desfavorable debido a la baja altura del Sol, a las 13 horas (hora de máxima altura y máxima radiación dentro del día) no se provocan sombras entre las filas. Por otra parte se observa que a las 10 horas se provoca un pequeño sombreado entre filas, y este sombreado es el que anteriormente se ha señalado como aceptable, ya que a esa hora en invierno la radiación todavía no es muy alta y no es perjudicial una pequeña sombra entre filas.

Así que finalmente, el diseño de la instalación queda como un generador fotovoltaico de 657 paneles fotovoltaicos, orientados al Sur sobre una estructura que crea un tejado plano sobre la nave, y con una inclinación de 34° sobre la horizontal y una distancia entre filas de 2,3 m. De esta manera se crean 19 filas de paneles fotovoltaicos en cada una de las aguas de la nave. La distribución de cada una de las filas y de las strings necesarias para la conexión con los inversores se mostrara en el apartado correspondiente de diseño de inversores.

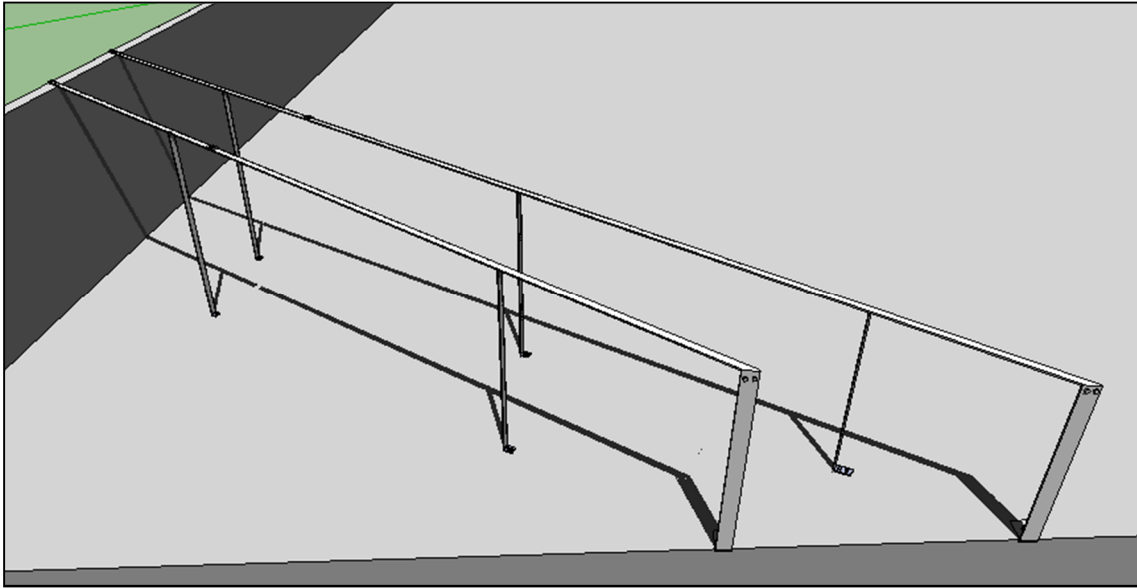
3.4.5 Estructura soporte

La estructura soporte puede separarse en dos partes bien diferenciadas. Una parte será la encargada de eliminar la pequeña inclinación existente en la cubierta de la nave. Una representación aproximada de lo que se quiere obtener es representada en la siguiente imagen.



-Estructura de elevación del plano de la cubierta

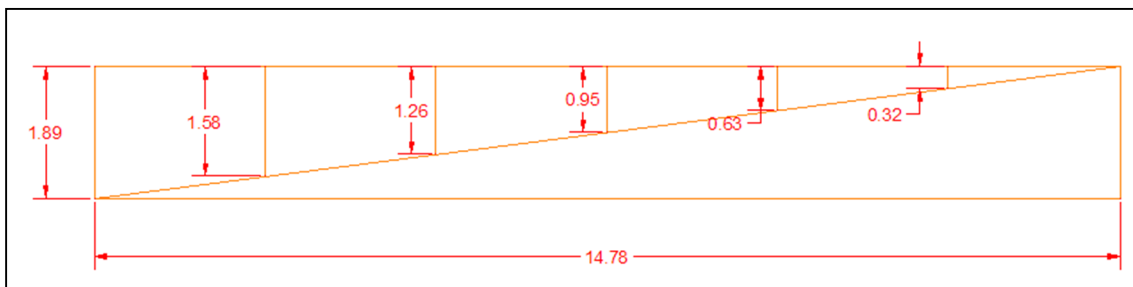
Para ello se instalara una estructura de perfiles de acero galvanizado en caliente, que ira apoyada en las placas de hormigón de los laterales de la nave y el nervio central de la nave, además de diferentes patas que irán sustentando el perfil en el espacio existente entre el lateral y el centro de la nave. A continuación se muestra una representación 3D bastante fiel de cómo será la estructura de elevación en la que posteriormente se colocaran los triángulos de apoyo para las placas solares.



-Estructura de elevación de las aguas de la cubierta de la nave-

Esta imagen es una representación aproximada, ya que los perfiles tendrán forma de L e irán atornillados con piezas convenientes para ello, pero es una buena representación para hacerse una buena idea de cómo será la estructura, ya que aunque esté totalmente planificada, puede sufrir diferentes variaciones a la hora de la ejecución de la creación de la estructura. Además de la tornillería pueden ser necesarios puntos de soldadura para asegurar la estructura en diferentes zonas de ella.

También se representa a continuación una representación sobre el plano de cómo irán distribuidas las patas en las zonas en las que el perfil llegue desde un lateral hasta el centro de la nave.

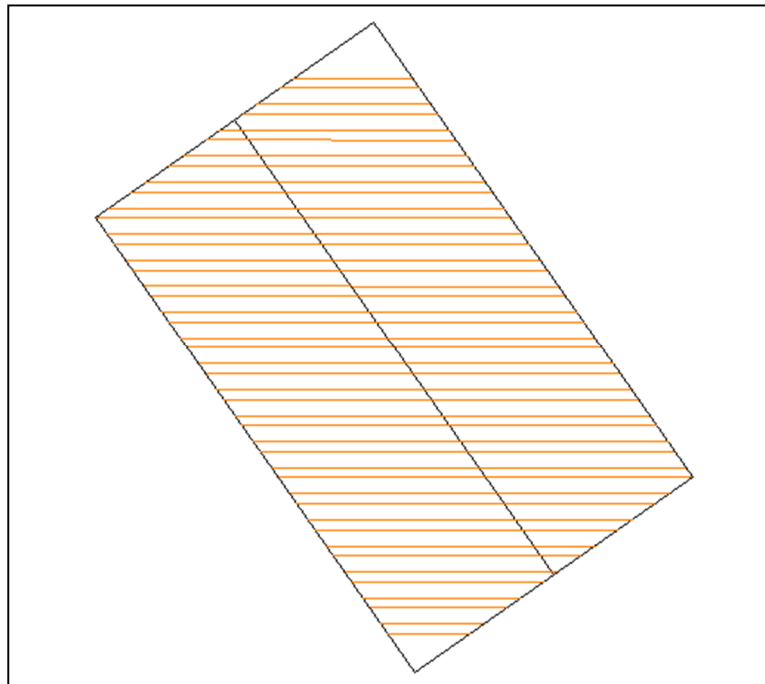


-Distribución de patas para sostener la estructura de creación de superficie plana-

Se observa cómo se ponen cinco patas a lo largo de toda la estructura que soportara los triángulos, que a su misma vez soportaran los paneles solares anclado a los triángulo a través de perfiles autoportantes.

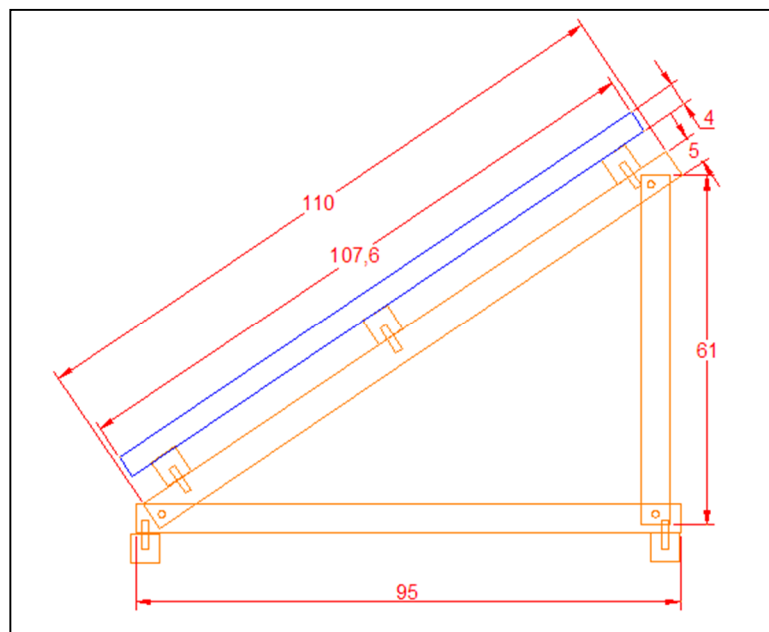
En definitiva, la estructura definida consiste en dos perfiles en L de 50x50 cm de 5 cm de espesor colocados a 92 cm de distancia en cada fila de paneles sobre los que se colocaran posteriormente, atornillados o mediante soldadura, los triángulos que sujetaran y darán la inclinación a los paneles solares.

La distribución de estos perfiles en planta es representada a continuación.



-Distribución en planta de perfiles de creación de superficie plana-

Una vez realizada esta estructura tendremos una estructura donde colocar los triángulos. Los triángulos junto con los perfiles autoportantes será la otra parte de la estructura. Los triángulos se colocaran sobre los perfiles indicados antes. Se colocaran triángulos coincidiendo con los bordes de los paneles solares a instalar. Las medidas aproximadas de los triángulos se representan a continuación.



-Detalle de triángulos utilizados para la sujeción e inclinación de los paneles fotovoltaicos-

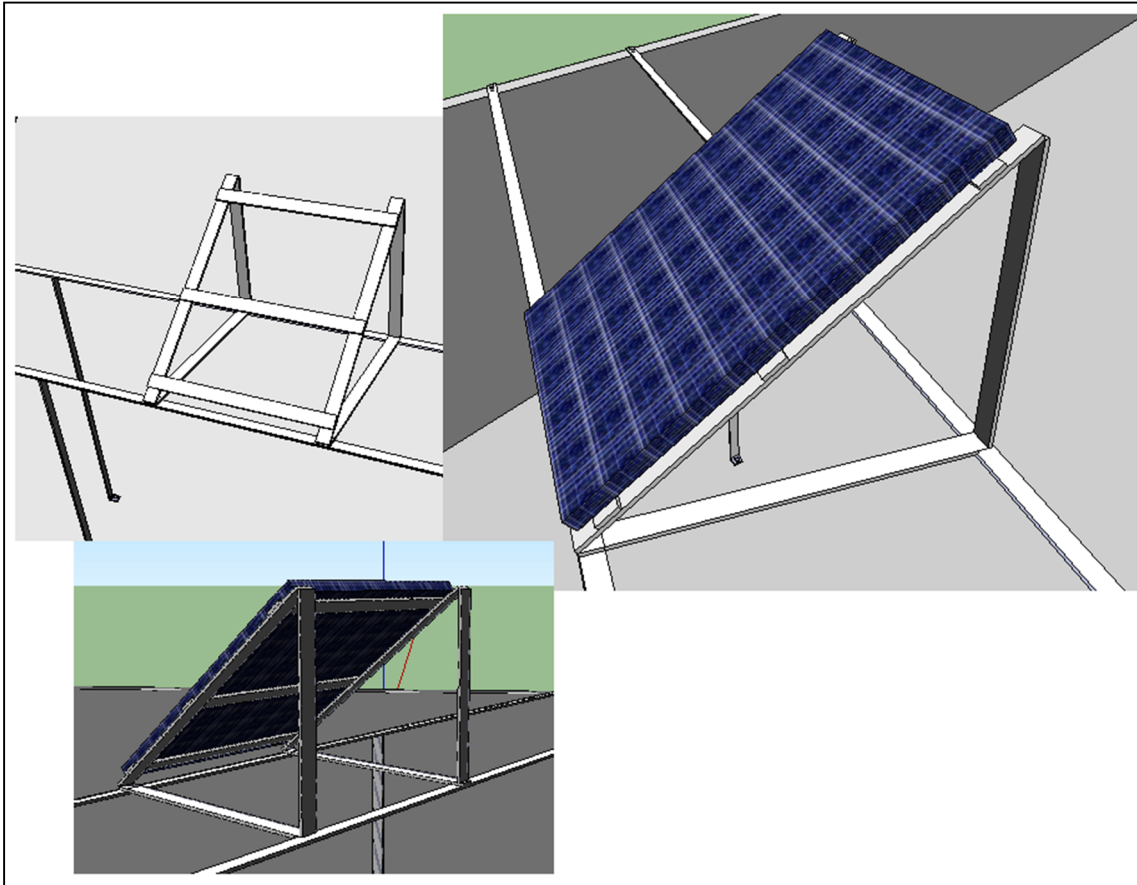
La tornillería utilizada se ha mostrado en el esquema aunque puede ser variable según necesidades. La línea azul representa el panel solar, se puede observar como ira apoyado en 3 perfiles autoportantes. Estos perfiles autoportantes son perfiles en forma de U con una forma casi cerrada en su superior, de esta manera permite la introducción de accesorios especiales para la sujeción de paneles solares. En la siguiente imagen se puede observar de mejor forma la apariencia y forma de los perfiles autoportantes.



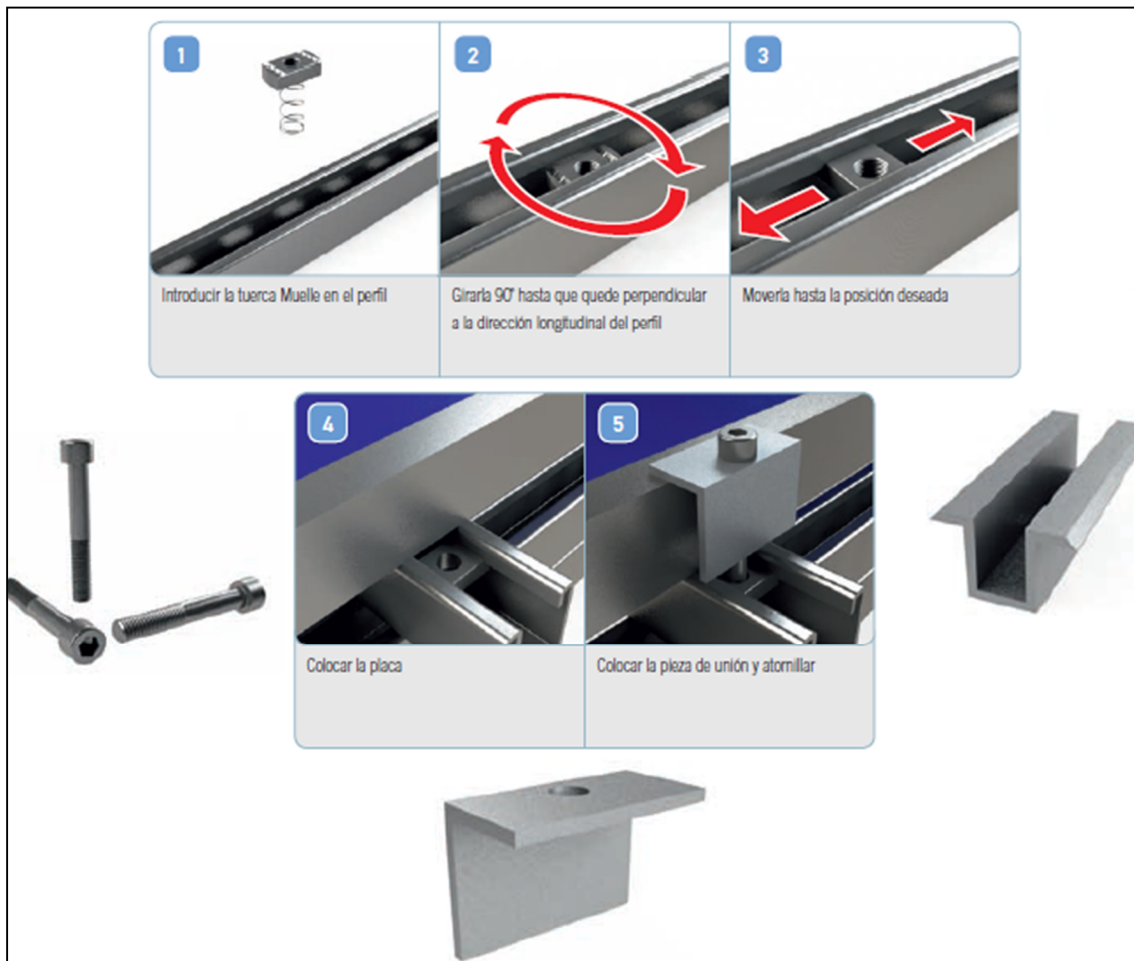
-Perfiles autoportantes-

Los perfiles van sujetos mediante tornillería a los triángulos que se irán colocando sobre los perfiles de elevación de la cubierta. Se colocaran 3 perfiles autoportantes sobre los triángulos, aunque principalmente con 2 sería suficiente, pero se ha querido colocar 3 para aportar más rigidez al conjunto de la estructura. Los paneles solares irán sujetos mediante piezas adecuadas a estos perfiles autoportantes, normalmente se sujetaran mediante el perfil superior e inferior, utilizando el intermedio en algunos casos si es necesario.

Debajo de estas líneas se puede ver una representación en 3D, más esquemática que de detalle, en la que se muestra este montaje de triángulos y perfiles con y sin panel fotovoltaico. Además también se mostraran diversos componentes usados en la colocación de los paneles fotovoltaicos.



-Representación en 3D de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos-



-Accesorios de colocación y sujeción de paneles solares-

3.4.5.1 Comprobación de soporte de esfuerzos de la nave

En este apartado se va a comprobar que la estructura ya existente que compone la nave es capaz de soportar el gran sobrepeso generado por la estructura, los paneles solares, las conducciones y el cableado que irán colocados en la cubierta de la nave. No será una tarea muy exacta, simplemente será un cálculo muy simplificado y rápido para comprobar que no se pone en peligro la integridad de la nave. Esta tarea si se requiere de un análisis exacto será realizada posteriormente.

Para ello, lo primero que se determinara es el peso total de todos los componentes que se han indicado. Una vez determinado el peso se determinara el peso por metro cuadrado de cubierta, lo que nos dará una especie de peso específico. Una vez hecho esto se elegirán los dos casos existentes en la nave, pórtico intermedio y pórtico final, ya que los pórticos intermedios aguantaran más peso al abarcar más distancia entre ellos, mientras que en el pórtico final el peso será aproximadamente la mitad. Para ello se dividirá la longitud de la nave según los pórticos, y se multiplicara la longitud abarcada por cada pórtico por el peso específico que se ha determinado anteriormente. De esta manera se tendrá un peso por metro lineal.

Ese peso por metro lineal se utilizara para la comprobación de los pórticos, en el que se creara la estructura y se introducirán las cargas indicadas, dándonos como resultados esfuerzos axiles, cortantes y flectores y desplazamientos de la estructura, que principalmente se comprobara como los desplazamientos no son muy grandes, ni los esfuerzos excesivos. Esta tarea se realizaría si fuera necesaria, aunque se verá que no es prioritario.

El peso de cada elemento de la nave está representado en la tabla siguiente. Se redondearan a la alta para buscar un caso más desfavorable.

Estructura sobreelevación	5600 kg
Triángulos para placas	2400 kg
Perfiles autoportantes	3100 kg
Placas solares	6900 kg
Tornillería	200 kg
Cable y conducciones	1000 kg
Total	19200 kg

Este peso será soportado por la cubierta de la nave que ha sido diseñada conforme al código técnico de la edificación.

Este peso se reparte uniformemente por toda la cubierta que tiene un total de $49 \times 29 = 1421$ m², por tanto el peso específico por metro cuadrado será $19200/1421 = 13.51$ kg/m², transformándolo a newtons, que es la unidad utilizada para el diseño de estructuras, se tendrán $13.51 \times 9.8 = 132.4$ N/m² o 0.14 kN/m² que es lo mismo.

Este valor será el valor soportado por la cubierta cuando se haya realizado la instalación.

Aunque se podría realizar un análisis exhaustivo de los esfuerzos que tiene que soportar la cubierta y la nave no se llevara a cabo, porque los valores de diseño de este tipo de construcciones abarca los 0.6 – 1 kN/m², valor significativamente mayor que el calculado anteriormente, por lo que se supone el correcto diseño de la estructura y cubierta de la nave suficiente para soportar los esfuerzos introducidos debido a la nueva instalación solar fotovoltaica instalada.

3.4.6 Diseño de inversores

Una vez determinada la cantidad de paneles fotovoltaicos utilizados en la cubierta de la nave, y la potencia pico de estos, se tiene que seleccionar y diseñar el número de inversores necesarios y sus características. Para esta tarea se va a usar como apoyo el software SunnyDesign de SMA Ibérica, ya que serán de este fabricante los inversores seleccionados para esta instalación.

El software SunnyDesign permite una fácil y rápida planificación de la instalación solar fotovoltaica. En el programa simplemente se introducirá el modelo de panel solar con sus características reales extraídas del catálogo del fabricante. Con estos datos, además de la ubicación y temperaturas máxima y mínima de la instalación, el programa determinara una

serie de configuraciones para la instalación, de la cual se podrá seleccionar la que se considere más idónea para este tipo de instalación.

La potencia pico instalada en paneles fotovoltaicos es de 88.7 kWp. Al introducir este dato en el programa se pueden obtener una serie de configuraciones de inversores para la instalación deseada. A continuación se describe la configuración seleccionada y que será instalada para este generador fotovoltaico.

The screenshot displays the SunnyDesign software interface with two main sections: 'Lugar' (Location) and 'Conexión a red' (Grid Connection).

Lugar (Location):

- Región: Southern Europe
- País: Spain
- Localidad: Murcia
- Button: Crear lugar propio

Configuración avanzada (Advanced Configuration):

Temperaturas (Temperatures):

- Selected: Temperatura ambiente (Ambient temperature)
- Temperatura mínima: -10 °C
- Temp. de dimensionamiento: 25 °C
- Temperatura máxima: 45 °C

Conexión a red (Grid Connection):

- Selected: Baja tensión (Low voltage)
- Tensión de red: 230V (230V / 400V)
- Tolerancia de tensión: ± 10 %
- ☒ Inyección trifásica
- ☒ Considerar la carga desequilibrada: 5,00 kVA
- ☐ Especificación para un fa... 1,00

Dependiendo de la tensión de red que introduzca, podrá elegir unos inversores u otros.

-Características introducidas en SunnyDesign-

En la imagen mostrada se ha seleccionado la zona de ubicación de la instalación, la temperatura ambiente mínima, máxima y de dimensionamiento, y las características de conexión a red. Estos datos serán utilizados posteriormente por el programa, sobre todo los datos de temperatura, para determinar los rangos de intensidades y voltajes existentes en la instalación y comprobar si son admitidos por los inversores. También se hará una comprobación a mano para verificar los datos del programa. En las imágenes siguientes se muestra el proceso de diseño con el software.

Temperatura de las células: -10 ... 80 °C

Ajuste predeterminado:

☒ Número de módulos: 657
☐ Potencia de pico: 88,70 kWp

Orientación: Acimut: 0°; Inclinación: 34°

Tipo de montaje: Modificar Propuesta para el diseño

Generador FV 1

Denominación: Generador FV 1

Fabricante: Zytech

Módulo FV: ZT135S real*

Fabricante:	Zytech
Módulo FV:	ZT135S real
Tecnología de las células:	mono
Módulo actual:	<input checked="" type="checkbox"/>

Características eléctricas:		Coeficientes de la temperatura:	
Potencia nominal:	135,00 Wp	Tensión MPP:	0,0000 %/°C 0,0 mV/°C
Tolerancia de la potencia:	--- %	Tensión en vacío:	-0,3147 %/°C -95,0 mV/°C
Tensión MPP:	25,49 V	Corriente de cortocircuito:	0,0300 %/°C 1,73 mA/°C
Corriente MPP:	5,30 A		
Tensión en vacío:	30,19 V		
Corriente de cortocircuito:	5,75 A		
Tensión del sistema admisible:	1000 V		
Rendimiento del módulo (Condiciones Normales de Ensayo: CNE):	15,53 %		
Toma a tierra recomendada:	Sin toma a tierra		

Características mecánicas:		Degradación causada por el envejecimiento:	
Número de células del módulo:	48	Tolerancia de tensión en vacío:	0,0 %
Peso:	10,50 kg	Tolerancia de tensión MPP:	0,0 %
Longitud:	1076 mm	Tolerancia de corriente MPP:	0,00 %
Ancho:	808 mm	Tolerancia de corriente de corto circuito:	0,00 %

Comentario:

Valores de catalogo

-Selección de módulo FV y características asociadas a esté-

Se puede ver como se ha seleccionado el módulo FV descrito en el inicio de la memoria, aunque se ha tenido que modificar el ya existente en la base de datos del programa, debido a que los parámetros no eran exactamente los mismos. Una vez seleccionado el módulo FV, el tipo de montaje sobre techo y el número de módulos existente, que es de 657 paneles, se puede pedir al programa que proporcione la propuesta para el diseño. Esta opción va realizando diversas configuraciones de inversores y presentándolas en pantalla para poder comparar y observar cual es la mejor.

Una vez realizada la propuesta se selecciona la propuesta que más se ajuste a las necesidades que se tengan. En este caso se han seleccionado 9 inversores SMA STP-10000TL-10 de 10 kW de potencia, obteniendo un total de 90 kW para una potencia pico de paneles fotovoltaicos de 88,7 kWp. A cada inversor se le conectarán 2 strings de 26 módulos a una entrada A y 1 string de 21 módulos a la otra entrada B.

9 x STP 10000TL-10 Strings + Añadir inversor

Inversor: STP 10000TL-10

Número de inversores: 9 i

Potencia máx. de CC (cos φ = 1): **10,20 kW**

Potencia máxima de CA: **10,00 kVA**

Potencia efectiva máx. de CA (cos φ = 0,8): **10,00 kW**

Conexión de CA: **trifásica**

Máx. coeficiente de rendimiento: **98,1 %**

Tensión de red: **230V (230V / 400V)**

Factor de desfase cos φ: + 1,00

9 x STP 10000TL-10 Strings + Añadir inversor

Inversor: STP 10000TL-10

Número de inversores: 9 i

Entrada	Generador FV	Strings	Módulos
A	Generador FV 1	2 1 .. 4 x 26 8 .. 29	
B	Generador FV 1	1 1 .. 2 x 21 8 .. 29	

Resumen de los inversores

	Generador FV 1 657 / 657	Potencia de pico:	Ratio de potencia	Factor de aprovechamiento...
✓ 9 x STP 10000TL-10	2 x 26 (A) 1 x 21 (B)	88,70 kWp	104 %	100 %

✓ Compatible con FV/inversor

Configuración		Entrada A	Entrada B
Inversor:	STP 10000TL-10	Generador FV...	Generador FV...
Entradas independientes:	2	Número de módulos (entrada):	52 21
Potencia máx. de CC (cos φ = 1):	10,20 kW	Potencia de pico (de entrada):	7,02 kWp 2,84 kWp
Tensión de CC mín.:	150 V	Tensión normal:	603 V ✓ 487 V ✓
(Tensión de red 230 V)		Tensión mín.:	527 V ✓ 426 V ✓
Tensión máxima de CC (FV):	1000 V	Máx. tensión:	872 V ✓ 704 V ✓
Corriente de CC máx. (A/B):	22/11 A	Corriente máx. del generador:	10,6 A ✓ 5,3 A ✓
Corriente de cortocircuito máx. (...)	33/12,5 A	Corriente de cortocircuito máx.:	11,5 A ✓ 5,8 A ✓

-Selección de inversores y características de la configuración en SunnyDesign-

En la imagen se muestra como el programa calcula también los rangos de tensión e intensidades que varían con la temperatura, para así verificar que los rangos son correctos y que se cumple con las características necesarias para el correcto funcionamiento del inversor. Las características de catálogo del inversor se representan a continuación.

Datos técnicos	Sunny Tripower 10000TL
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi=1$)	10200 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión MPP / tensión asignada de entrada	320 V – 800 V / 600 V
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio	150 V / 188 V
Corriente máx. de entrada, entrada A / entrada B	22 A / 11 A
Corriente máx. de entrada por string (entrada A ² / entrada B ²)	33 A / 12,5 A
Número de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes / strings por entrada de punto de máxima potencia (MPP)	2 / A:4; B:1
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	10000 W
Potencia aparente de CA máxima	10000 VA
Tensión nominal de CA	3 / N / PE; 220 / 380 V, 3 / N / PE; 230 / 400 V, 3 / N / PE; 240 / 415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V – 280 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz /-6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	16 A
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / conexión	3 / 3
Rendimiento	
Rendimiento máx. / europeo	98,1 % / 97,7 %

-Características del inversor SunnySTP 10000TL-10-

Se pueden ver los rangos de tensión para el seguidor del punto de máxima potencia, así como la tensión mínima y máxima de entrada, y las corrientes máximas de entrada

A continuación se comprobará manualmente el cumplimiento de los rangos de tensión e intensidad con las temperaturas máximas y mínimas existentes en la zona, que son 45°C y -10°C respectivamente. Esta temperatura es la temperatura ambiente existente en la zona, que diferirá de la temperatura de las células que es la que interesa a la hora de comprobar las variaciones de tensión e intensidad.

Para conseguir la temperatura de las células a través de la temperatura ambiente se usará la siguiente fórmula:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I$$

Dónde:

-Tp es la temperatura de la célula buscada a una temperatura ambiente determinada.

-Ta es la temperatura ambiente del lugar.

-TONC es la temperatura nominal de la célula, obtenida del catálogo del panel solar. En este caso es de un valor de 47° C.

-I es la irradiancia media dependiendo del periodo en que se encuentre. (En verano I=1000 W/m² y en invierno I=100 W/m²)

Se considerara una temperatura ambiente mínima de -10°C , y una temperatura máxima de 45°C . A continuación se calculan las temperaturas de célula correspondientes a cada una de estas temperaturas ambiente.

La temperatura de célula correspondiente a la temperatura ambiente mínima, en invierno, es:

$$T_p = -10 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) * 100 = -6,625^{\circ}\text{C}$$

La temperatura de célula correspondiente a la temperatura ambiente máxima, en verano, es:

$$T_p = 45 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) * 1000 = 78,75^{\circ}\text{C}$$

Con estas temperaturas y los valores de tensión y corriente extraídos del catálogo del panel solar, se pueden calcular las variaciones de tensión y corriente debidas a la temperatura. Otros parámetros extraídos del catálogo del panel solar son los coeficientes de variación con la temperatura de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito, los cuales son $-95\text{ mV}/^{\circ}\text{C}$ y $1,73\text{ mA}/^{\circ}\text{C}$.

Las fórmulas para la variación de cada uno de los parámetros son:

$$V_{oc}' = V_{oc} + \Delta T * \Delta V_{oc}$$

$$I_{sc}' = I_{sc} + \Delta T * \Delta I_{sc}$$

Siendo V_{oc} e I_{sc} los parámetros de catálogo correspondientes a 25°C , el incremento de temperatura será la resta entre la temperatura de célula anteriormente calculada para cada una de las estaciones del año y 25°C que es la temperatura a la que están definidos los parámetros dados, mientras que el incremento de V_{oc} y el incremento de I_{sc} son los coeficientes de variación con la temperatura indicados anteriormente.

Con todos estos datos se puede aplicar la formula, tanto para invierno como para verano. A continuación se recogen los valores obtenidos en una tabla.

Parámetro	Invierno	Verano
Voc	33,19 V	25,08 V
Isc	5,69 A	5,84 A

Como las tensiones e intensidades nominales de punto de máxima potencia son menores que las indicadas, habrá que tenerlas en cuenta a la hora de calcular el valor inferior del rango de tensión. Para ello se calcularan a partir de la relación que tienen cada una de las magnitudes en el punto de máxima potencia con su máximo.

Es decir, para la corriente, se tendrá la corriente de cortocircuito, que será la máxima, y la corriente del punto de máxima potencia; y para el voltaje se tendrá la tensión de circuito abierto, que es la máxima posible, y la tensión del punto de máxima potencia. A continuación

se muestran sus relaciones que serán usadas para el cálculo de la mínima intensidad y tensión a partir de los valores de V_{oc} e I_{sc} mínimos.

$$\frac{I_{mpp}}{I_{sc}} = \frac{5,3}{5,75} = 0,92 \quad \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} = \frac{25,49}{30,19} = 0,84$$

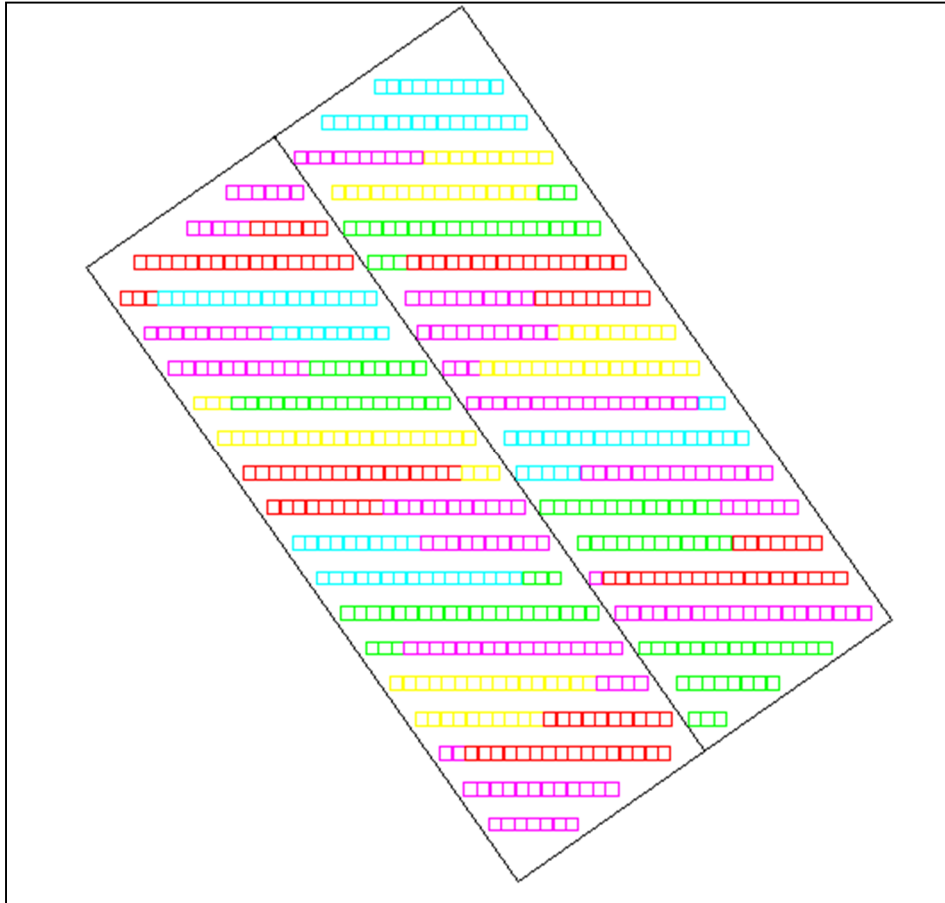
Por tanto, en los valores de la tabla anterior, se corregirán los valores mínimos con estos coeficientes.

Parámetro	Invierno	Verano
Tensión	33,19 V	21,06 V*
Intensidad	5,23 A*	5,84 A

La tensión mínima del sistema completo se provocara en las strings de 21 módulos y será 21módulos x21,06 V= 442,26 V, mientras que la tensión máxima será en las strings de 26 módulos, y será 26módulosx33,19 V= 862,94 V, aunque este valor será de V_{oc} , mientras que si multiplicamos por 0,84 obtenemos 724,9 V, que será el valor máximo de la tensión del punto de máxima potencia. Por otro lado la intensidad será máxima en la agrupación de 2 strings, y será de 5,84 A x 2strings = 11,68 A, mientras que la mínima será en la string individual y será de 5,23 A.

Se observa como ninguna tensión supera los 1000 V del máximo de entrada permitido por el inversor; por otro lado el rango de tensión del seguidor del punto de máxima potencia, que es de 320 – 800 V tampoco se ve sobrepasado, ni superior ni inferiormente por los valores de tensión calculados. En cuanto a la corriente en ningún momento se sobrepasan los 22 A en la entrada A ni los 11 A en la entrada B.

Una vez comprobada la correcta validez del sistema diseñado simplemente se representa a continuación la distribución en planta de las strings que componen todo el sistema.



-Distribución de strings en la cubierta de la nave-

Se representan las strings de diferentes colores, con la única particularidad de que las representadas en rosa son las strings de 21 módulos fotovoltaicos, mientras que todos los demás colores representan strings de 26 módulos fotovoltaicos. La distribución de las strings a cada inversor se hará de forma de que cada dos strings contiguas o cercanas de 26 modulas se unan en paralelo en un punto cercano en el tejado, mediante una caja estanca que contendrá las bornas de conexión y el interruptor automático de corte y protección, y se unifiquen en una línea que las conduzca hasta la sala de inversores; mientras que las strings de 21 módulos se llevan directamente hacia la sala de inversores.



-Ubicación de la sala de inversores-

A continuación se recoge en la tabla una posible distribución en la que se muestran las longitudes de las strings que han sido medidas. Estas longitudes serán necesarias también para el diseño del cableado de las string.

Inversor 1	String 1 – Entrada A	15 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	70 m
Inversor 2	String 1 – Entrada A	15m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	60 m
Inversor 3	String 1 – Entrada A	35 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	50 m
Inversor 4	String 1 – Entrada A	45 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	40 m
Inversor 5	String 1 – Entrada A	50 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	25 m
Inversor 6	String 1 – Entrada A	45 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	35 m
Inversor 7	String 1 – Entrada A	50 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	40 m
Inversor 8	String 1 – Entrada A	30 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	45 m

Inversor 9	String 1 – Entrada A	30 m
	String 2 – Entrada A	
	String 3 – Entrada B	60 m

3.4.7 Instalación eléctrica necesaria

Como toda instalación solar fotovoltaica, se hace necesario la creación de una instalación eléctrica de conducción para crear y reunir todas las strings diseñadas y unificarlas en una centralización en la que se vuelque toda la energía generada a la red eléctrica con el objetivo de conseguir beneficios a través de su venta a la compañía distribuidora. Como toda instalación eléctrica debe contener todos los conductores debidamente dimensionados, las protecciones tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna. Por lo tanto, la instalación eléctrica se separa en la parte de corriente continua, la parte de corriente alterna y en un apartado en el que se describirán las protecciones y las conducciones en otro.

3.4.7.1 Cableado CC

El cableado correspondiente a la instalación de corriente continua abarcara desde los paneles solares, es decir, el final de cada string, hasta los cuadros de protecciones de corriente continua colocados en la misma estancia de los inversores, que más adelante proseguirán hasta la conexión con el inversor correspondiente. Este cableado deberá estar correctamente dimensionado para no provocar una gran caída de tensión, que puede provocar mayores pérdidas en la instalación, y además poder soportar de sobra la intensidad generada por la instalación en las condiciones de instalación reales. Habrá que considerar dos partes dentro del mismo cableado de corriente continua, la parte que transcurre sobre el tejado en la que cada string conduce de forma independiente; y por otra parte, el pequeño tramo que existe entre los cuadros de protecciones de corriente continua y los inversores, donde ya se habrán unificado las strings correspondientes a las entradas A de los inversores, que son 2 strings en paralelo, por lo tanto, deben conducir el doble de intensidad.

La forma típica de proceder es comprobar la sección necesaria primeramente para qué soporte la intensidad que va a transportar, para posteriormente comprobar la sección mínima para asegurar una caída de tensión máxima que se fijara convenientemente. En este caso, la segunda comprobación tendrá mayor peso en el diseño que la primera debido a las grandes longitudes de las strings creadas, y la relativamente poca intensidad que circula por los cables en este tipo de instalaciones.

Para el cálculo por intensidad admisible, se usara el proceso descrito en la UNE 20460-5-523, específicamente usando la tabla A52-1. En esta tabla se especifican las intensidades máximas admisibles de los conductores para cada uno de los tipos de instalación que se indican.

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	360	396	423	481	525	565	630	674	713

-Tabla de intensidades admisibles-

La forma de instalación en este caso será cable con aislamiento de PVC 2x, por ser corriente continua, de cobre e instalado en bandeja perforada.

La forma de instalación será la F, bandejas perforadas con los cables en contacto. La intensidad máxima que discurrirá por la parte de corriente continua de la instalación serán 10.6 A, que es la intensidad de 2 strings en paralelo, que componen cada una de las entradas A de los inversores, mientras que las strings simples conducirán 5.3 A.

Con estas medidas de intensidad se puede ver como en la columna señalada en rojo en la imagen, se podrá usar el cable de 1,5 mm², que es el de menor sección posible. Al valor de 20 A de intensidad máxima admisible hay que aplicarle factores de corrección a causa de mayores temperatura ambiente y la presencia de cables en contacto en la bandeja.

Se considerara una temperatura ambiente máxima de 50°C, por lo que el factor de corrección será de 0,82; y también se considerara un factor de corrección de 0,80 por la presencia de muchas strings diferentes transcurriendo por la misma bandeja. Por tanto, los 20 A que puede soportar el cable de 1,5 mm², se transforman en $20 \times 0,82 \times 0,8 = 13,12$ A, que sigue siendo suficiente para soportar los 10,6 A nominales que discurrirán por los conductores de agrupaciones de 2 strings. Por tanto, según la consideración de intensidad máxima admisible, los conductores serán de 1,5 mm².

Ahora hay que proceder a realizar la comprobación de la caída de tensión que se provoca en los cables. Dado que se tiene una gran extensión de superficie fotovoltaica, la string más larga es de aproximadamente 70 m, contando desde la partida del panel fotovoltaica hasta que la string llega a la sala donde están colocados los cuadros de protecciones de corriente continua antes de la entrada de las strings a los inversores correspondientes.

Para calcular la sección por caída de tensión se usará la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{u}$$

Siendo ρ la resistividad del cobre a 70°C, temperatura máxima correspondiente al aislamiento de PVC, y de un valor de 0.021; L será la longitud de cada string, I la intensidad que circula por la línea a diseñar y u la máxima caída de tensión permitida, que es del 1,5 % de la tensión de la línea según el IDEA.

Se dimensionará el cable para la string más desfavorable, que será la de mayor longitud desde el cuadro de protecciones de continua, y que tiene una longitud de 70 m, una tensión de 662.74 V y una intensidad de 5,3 A.

$$S = \frac{2 * \rho * L * I}{u} = \frac{2 * 0.021 * 70 * 5.3}{1.5\% * 662.74} = 1.56 \text{ mm}^2$$

Por tanto, se debe seleccionar una sección mayor, y se elegirá una sección de 2,5 mm². Esta sección no sería necesaria en toda la instalación, pero es mejor unificar una sección para conseguir una homogeneidad en las strings. Esta nueva sección soporta, según la tabla anterior, una intensidad de 26.5 A, que aplicándole los factores de corrección anteriores se queda en una intensidad máxima admisible de 17,38 A, suficiente para soportar los 10.6 A que discurrirán como máximo por la parte de corriente continua.

Se debería estudiar el tramo de 10.6 A perteneciente a la unificación de las 2 strings de 26 módulos, pero como es un tramo muy corto desde el cuadro de protecciones de continua hasta los inversores se observa a simple vista que no será necesario ampliar la sección.

Por tanto, toda la parte de corriente continua, tanto los conductores que discurren por bandeja perforada en la cubierta de la nave como los conductores que salen del cuadro de protecciones hasta los inversores serán de **2,5 mm²**.

3.4.7.2 Cableado CA

Una vez la energía ha sido transformada a corriente alterna mediante el inversor correspondiente se debe transportar esta hasta una centralización en la que se encontrara el contador de energía generada por la instalación solar fotovoltaica. Este cableado debe asegurar una mínima pérdida de tensión y tiene que poseer un dimensionamiento correcto para la conducción de la intensidad de corriente deseada. Esta parte de la instalación también deberá poseer diversas protecciones que serán descritas y diseñadas en el apartado correspondiente.

A la salida de cada inversor se deben los conductores que transportaran la energía eléctrica hasta el exterior de la nave, pasando antes por el cuadro de protecciones de corriente alterna. Para el dimensionamiento del cableado se tomara como potencia individual de cada inversor, una potencia de 10 kW, y se conducirán hasta el cuadro de protecciones en tubos sobre montaje superficial (montaje B1 de la tabla) con una longitud de 5m. Una vez en el cuadro de protecciones se protegerá cada una individualmente y se unificarán en un solo conductor para llevarlo hasta la caja general de protección instalada en el exterior de la nave, donde se encuentra el contador de energía generada.

La intensidad de salida trifásica de un inversor será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{10000}{\sqrt{3} * 400 * 0.9} = 16.03 \text{ A}$$

Se ha considerado un factor de potencia de 0.9 por ser más desfavorable. Esta intensidad será transportada desde los inversores hasta el cuadro de protecciones individualmente.

Por tanto, se comprobara que tanto por caída de tensión como por máxima intensidad admisible el cable resistirá. Para el cálculo de la sección, ahora en trifásica se debe de usar la siguiente formula:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{u} = \frac{\sqrt{3} * 0.021 * 5 * 16.03 * 0.9}{2\% * 400} = 0.32 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión máxima permitida por el IDAE para la parte de corriente alterna es del 2%. Se puede observar cómo sale una sección muy pequeña, ya que para estas distancias tan cortas pero intensidades más altas, será más importante la característica de máxima intensidad admisible.

TABLA A. 52-1 bis:
INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS AL AIRE (40 °C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
	300	259	285	311	360	396	423	481	525	565	630	674	713

-Tabla de intensidades máximas admisibles-

Las características de la instalación en este caso serán las características de la instalación tipo, por lo que no habrá que aplicar ningún factor de corrección. Por tanto, se selecciona la sección con una intensidad mayor que la que es necesario transportar. La sección de 2,5 mm² valdría, pero por ser muy justa se seleccionara una sección de **4 mm²** para esta parte de la instalación. El neutro de la instalación en estos tramos llevara la misma sección que la indicada para los conductores activos.

Estos conductores se protegerán individualmente, y se unificarán en un solo conductor para de esa manera conducir la energía eléctrica desde la sala de inversores hasta la caja general de protección ubicada en el exterior de la nave.

La unificación se realizara en el cuadro de protecciones de alterna mediante bornas de conexión adecuadas para esta tarea. Una vez unificada, la línea resultante debe ser capaz de soportar toda la corriente producida por los nueve inversores. Si para un solo inversor se tiene una corriente de 16.03 A, al multiplicar por 9 esta intensidad se obtiene un total de 144.27 A que será la intensidad de diseño para el conductor.

Por tanto para el cálculo de esta sección aplicaremos la formula anterior:

$$S = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \cos\varphi}{u} = \frac{\sqrt{3} * 0.021 * 10 * 144.27 * 0.9}{2\% * 400} = 5.9 \text{ mm}^2$$

Los parámetros son los mismos que anteriormente, excepto que la intensidad es la total y la distancia es de 10 m. Por tanto, según el criterio de caída de tensión se necesitaría una sección de 10 mm². Pero se debe hacer la comprobación de intensidad máxima admisible. Para ello, se debe tener en cuenta que este cable va enterrado bajo tubo a las condiciones normales de las tablas que proporciona la norma UNE. A continuación se muestra la tabla necesaria para el cálculo de la sección por este criterio.

* Método D	Sección mm ²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20,5(1)	27,5(1)	36(1)	44	50	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17(1)	22,5(1)	29(1)	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24,5(1)	32,5(1)	42(1)	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
	XLPE3	21(1)	27,5(1)	35(1)	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
Aluminio	XLPE2						70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349
	XLPE3						58	74	90	107	132	157	178	201	226	261	295

(1) No permitido.

(1) No permitido.

-Tabla de intensidad máxima admisible para cable enterrado-

Se puede observar como para transportar una intensidad de 144.27 A se necesita un conductor de 95 mm². Pero se seleccionara un conductor de **120 mm²**, ya que proporciona mayor margen de intensidad y es necesario para el diseño de las protecciones. Esta será la sección utilizada en esta parte de la instalación, en la que el neutro no será de la misma dimensión sino de 70 mm².

3.4.7.3 Cableado de protección

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra", la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

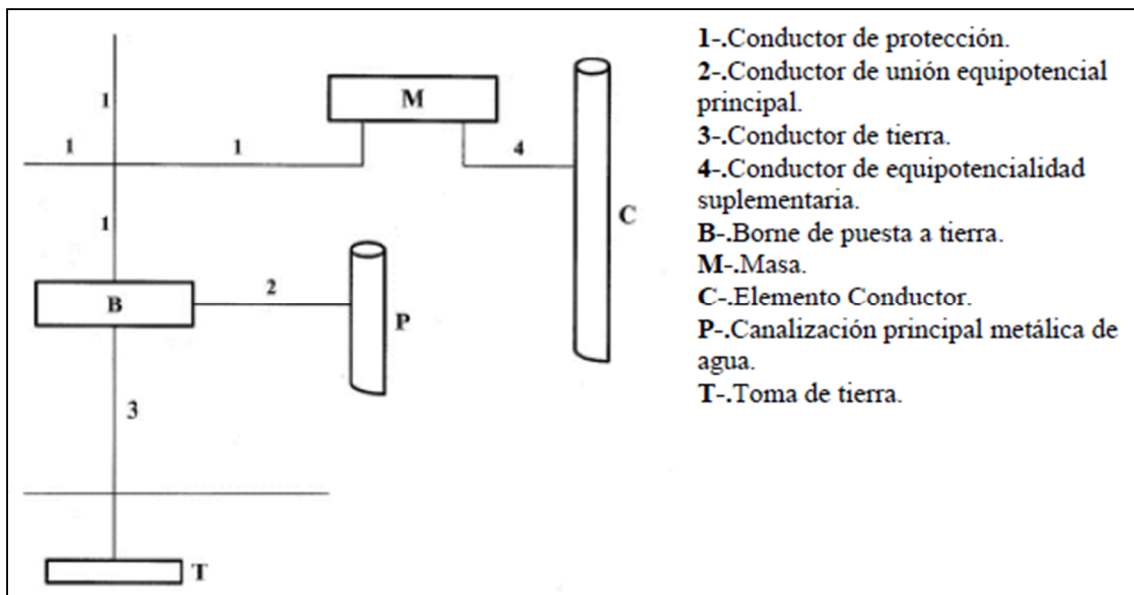
- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenara la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizara la toma a tierra de la nave industrial ya que al tratarse de una nave dedicada a la fabricación de elementos sanitarios, constara de una toma a tierra para la protección de sus equipos eléctricos.

- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizara el conductor de tierra que

posee la nave.

- *Bornes de puesta a tierra:* son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferente elementos o masas a proteger. Se utilizara el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra de la propia nave.

- *Conductores de protección:* sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.



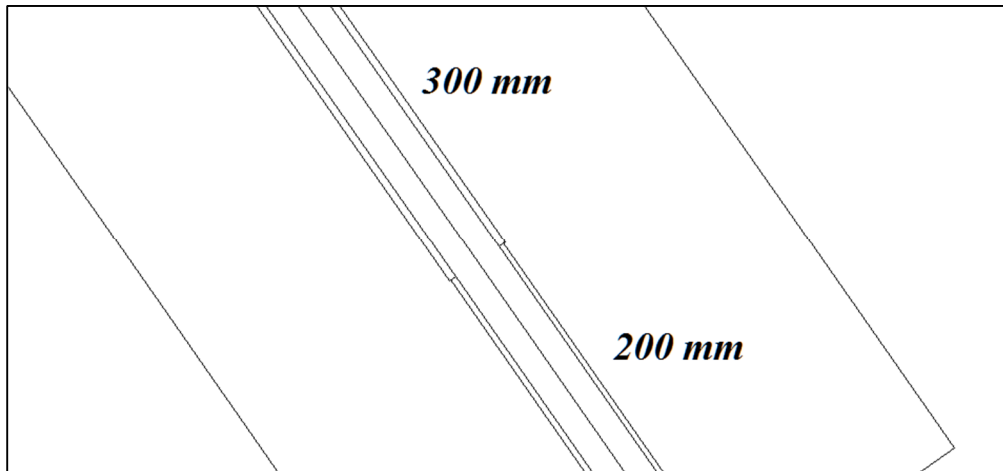
-Representación de un circuito de puesta a tierra-

Los conductores de protección en cada uno de los tramos de cableado diseñados anteriormente tendrán diferentes medidas según la sección del conductor, así que para la parte de continua todos los conductores de protección serán de 2,5 mm², sección correspondiente a los conductores activos de esa parte, mientras que en la parte de alterna se diferenciara la parte de 4 mm², en la cual el conductor de protección tendrá la misma sección, mientras que en la parte de 120 mm², el conductor de protección tendrá una sección de 70 mm².

3.4.7.4 Conducciones

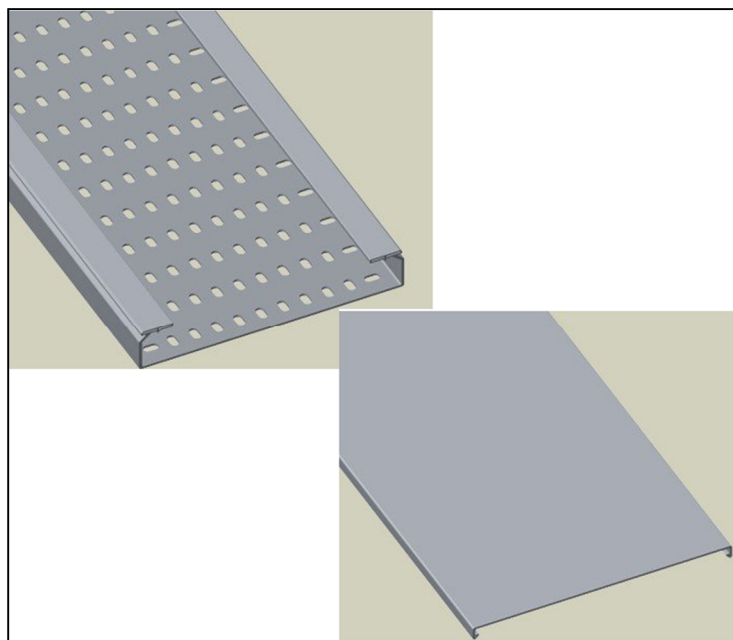
En este apartado se describirán, ya que están exentas de diseño, las instalaciones en cubierta y dentro de la nave dedicadas a la conducción de los conductores, tanto de CC como de CA, desde los paneles solares hasta los cuadros correspondientes o los inversores. También se describirá la estancia colocada en el interior de la nave dedicada a la instalación de los cuadros de protección y de los inversores encargados de la conversión de la energía eléctrica.

Para la colocación de los cables se usaran bandejas perforadas distribuidas por la superficie del tejado. Se usaran dos medidas diferentes de bandejas, una parte de ancho de 200 mm, para la mitad de la nave, y otra parte de 300 mm de ancho para la mitad de la nave más cercana a la pared norte que es por donde se realizara la bajada de los cables hasta la sala de los inversores.



-Conducciones sobre la superficie del tejado de la nave-

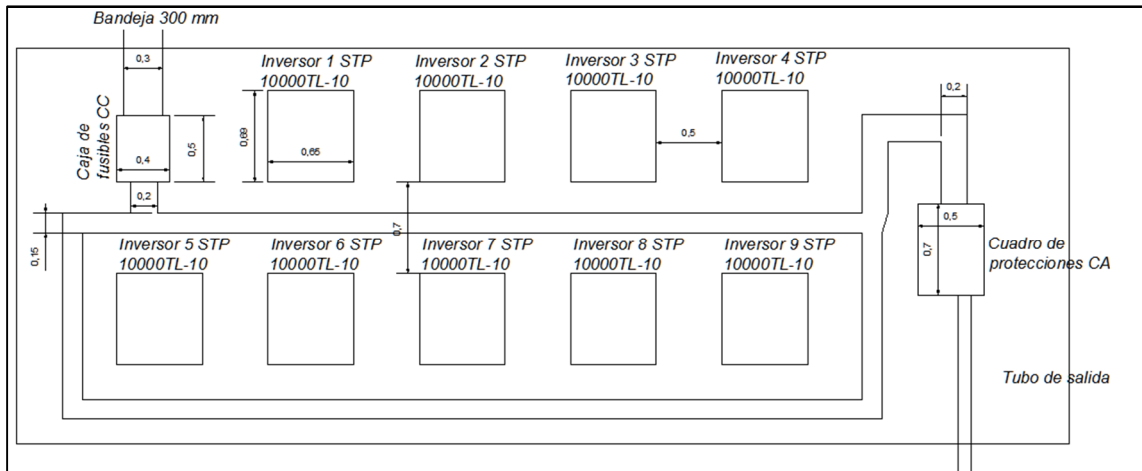
Estas canales tendrán una altura de 60 mm, en la pared norte se realizara una bajante por el interior de la nave compuesta por una canal de 300 mm de ancho y 100 mm de altura en la que se unificaran todos los conductores de las strings hasta llegar a la sala de inversores donde irán a parar al cuadro de fusibles de corriente continua.



-Bandeja perforada usada para la distribución de las strings-

Se creara dentro de la nave una estancia, cuya ubicación ha sido indicada en el apartado de diseño de inversores, para los inversores y los cuadros de fusibles de corriente continua, así

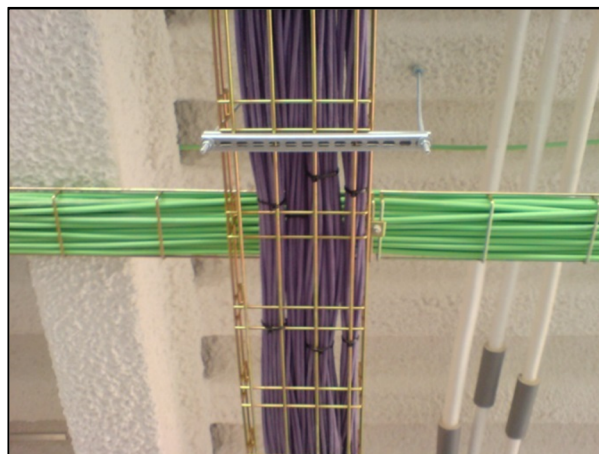
como los cuadros de protecciones de corriente alterna. Esta estancia tendrá unas dimensiones de 8x3 m con una altura de 3 m. En la pared se instalarán todos los inversores y los cuadros según la distribución de la imagen siguiente.



-Distribución de la sala de inversores-

A esta sala llegará la bandeja de 300 mm de ancho hasta el cuadro de fusibles de corriente continua donde se colocarán los fusibles para cada una de las strings en sus dos polos, es decir, un total de 36 fusibles en sus correspondientes bases portafusibles y correctamente numerados para esta tarea.

De ese cuadro proseguirán las strings hasta cada uno de los inversores, dentro de la sala se distribuirán los cables a través de bandeja de rejilla metálica (rejiband) de 200 o 150 mm según el esquema. Las strings irán hasta cada inversor, donde se convertirán en corriente alterna y saldrán las líneas de salida de corriente alterna hacia el cuadro de protecciones de CA, donde se encuentran los magnetotérmicos de salida de cada inversor y donde se realiza la unificación mediante bloques repartidores unipolares y protección de la línea de salida hacia la caja general de protección a través de un tubo de 100 mm de diámetro que irá enterrado.



-Bandeja de rejilla metálica (Rejiband)-



-Modelos de armario eléctrico utilizados-



-Bloque repartidor para la unificación de fases y neutro-

En la caja general de protección en el exterior de la nave se colocara el contador de energía generada, pero protegido anteriormente por un fusible que protege la línea general de CA.

3.4.7.5 Protecciones

Como toda instalación eléctrica es necesaria la instalación de elementos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, así como todo tipo de contactos indirectos que puedan provocarse. Las protecciones se separan según la zona de la instalación, separando la zona de corriente continua de la zona de corriente alterna, aunque el objetivo general será el mismo, mantener la instalación en un funcionamiento normal sin perjuicios provocadas a causa de agentes externos, o accidentes fortuitos.

La parte de corriente continua la instalación estará protegida por diversos elementos. Contra contactos indirectos que puedan ser peligrosos se instala una toma de tierra que conecta todas las partes metálicas de la instalación para el caso de que se produzcan derivaciones. Además el

inversor lleva controladores permanentes de aislamiento, que aunque no desconectan la instalación en caso de fallo sí que lo indican. Por lo demás, la protección de este tipo para estas instalaciones no debe ser más importante ya que no es una instalación de grandes dimensiones.

Además esta parte de la instalación ira protegida por las protecciones que incorporan los inversores utilizados en la instalación.

Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra / de red	● / ●
Descargador de sobretensión de CC del tipo II	○
Protección contra polarización inversa (CC) / resistencia al cortocircuito (CA) / con separación galvánica	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62103) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I / III

-Protecciones incluidas en el inversor-

El descargador de sobretensión de CC de tipo II es opcional incluirlo en el inversor, pero en este caso se incluirá evitando tener que incluirlo externamente al inversor.

Por tanto, las únicas protecciones a diseñar en la parte de corriente continua serán los magnetotérmicos instalados en el tejado en cajas individuales para la desconexión de cada string por separado y los fusibles que se encontraran en la sala de inversores para protección de cada string.

Se comenzara por el magnetotérmico. Este magnetotérmico ira instalado en una caja cercana a la string o strings que protegerá. Para las strings de 21 módulos la caja simplemente llevara el magnetotérmico, mientras que para cada pareja de strings la caja contendrá las bornas de unión de strings en paralelo además del magnetotérmico correspondiente. Por tanto los magnetotérmicos serán de dos clases diferentes , ya que las intensidades serán de 5.3 y 10.6 A para las strings de 21 módulos y las 2 strings de 26 módulos en paralelo respectivamente.

Para el diseño de magnetotérmicos se tiene que cumplir siempre que

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo I_b la intensidad de diseño de la línea eléctrica (5.3 o 10.6 A), I_n la intensidad nominal del magnetotérmico seleccionado, e I_z la intensidad máxima admisible por el cable, siendo 17.38 A para este caso de conductores de 2.5 mm².

Por tanto los magnetotérmicos de las dos clases deben cumplir:

$$\text{Strings de 21 modulos} \quad 5.3 \text{ A} \leq I_n \leq 17.38 \text{ A} \quad I_n = 6 \text{ A}$$

$$2 \text{ Strings de 26 modulos} \quad 10.6 \text{ A} \leq I_n \leq 17.38 \text{ A} \quad I_n = 16 \text{ A}$$

Estas serán las intensidades nominales de cada magnetotérmico utilizada en cada una de las configuraciones. En total habrá 9 de cada uno ya que se corresponden con los 9 inversores.

Por otro lado para diseñar el fusible se debe cumplir la misma igualdad pero también se debe

cumplir que $1.6 I_n \leq 1.45 I_z$, por lo que se seleccionaran fusibles de 6 A para las strings de 21 módulos y fusibles de 12 A para la unión de 2 strings de 26 módulos.

Para el fusible de 6 A hay que comprobar que

$$I_b = 5.3 \text{ A} \leq I_n = 6 \text{ A} \leq I_z = 17.38 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$


$$1.6 I_n = 1.6 * 6 = 9.6 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 17.38 = 25.20 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

Para el fusible de 12 A hay que comprobar que

$$I_b = 10.6 \text{ A} \leq I_n = 12 \text{ A} \leq I_z = 17.38 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

$$1.6 I_n = 1.6 * 12 = 19.2 \text{ A} \leq 1.45 I_z = 1.45 * 17.38 = 25.20 \text{ A} \quad \text{Cumple}$$

<div>10x38</div> <div>1000V DC</div>		
	I_n (A)	PODER DE CORTE (kA)
	1	30
	2	30
	3	30
	4	30
	5	30
	6	30
	8	30
	10	30
	12	30
	15	30
	16	30
	20	30



-Fusibles utilizados en la protección de corriente continua-

Los fusibles irán montados en bases portafusibles adecuadas para este tipo de fusibles. Se colocara un fusibles por cada polo de cada string en un cuadro colocado en la sala de inversores como anteriormente se ha indicado. Habrá un total de 9 fusibles de cada clase. Y las líneas proseguirán hasta el convertidor correspondiente.



-Base portafusible utilizada-

Con todo se consigue la protección de la parte de corriente continua de la instalación. Ahora hay que diseñar los magnetotérmicos y diferenciales de la parte de corriente alterna de la instalación, en lo que se procederá de forma análoga.

En la parte de corriente alterna se tendrá en cuenta la potencia total de salida de un inversor, es decir, 10 kW con un factor de potencia de 0.9, que es más desfavorable. Por tanto la intensidad de salida de un inversor será de 16.03 A como se ha calculado anteriormente.

Estas salidas se protegerán individualmente en el cuadro mediante un magnetotérmico adecuado. Para ello se debe seleccionar con una intensidad nominal que cumpla la expresión utilizada antes.

$$I_b = 16.03 \text{ A} \leq I_n \leq I_z = 24 \text{ A}$$

Por tanto, se seleccionara un interruptor magnetotérmico de 20 A de intensidad nominal para cada uno de los inversores. Serán interruptores tetrapolares en lo que pasaran las 3 fases y el neutro de cada inversor.



-Interruptor magnetotérmico de 20 A, aunque en este caso serán tetrapolares-

Estos interruptores magnetotérmicos irán colocados en el cuadro de protecciones de corriente alterna. En este cuadro tras las salidas de estos interruptores magnetotérmicos se unificarán los cables de 4 mm², pasando a ser un solo conductor de 120 mm².

Este conductor ira protegido mediante magnetotérmico, cuya intensidad ahora será la unitaria anterior multiplicada por los 9 inversores, 16.03x9=144.27 A, y aguantando el conductor una intensidad máxima de 192 A, por lo que se debe cumplir

$$I_b = 144.27 \text{ A} \leq I_n \leq I_z = 192 \text{ A}$$

Se seleccionara un magnetotérmico tetrapolar de caja moldeada de 160 A, el que incluirá protección diferencial regulable en sensibilidad. A continuación se muestran los datos de este aparato de protección.

DPX³ 160 magnetotérmicos diferenciales
interruptores automáticos en caja moldeada de 16 a 160 A



4200 37 4201 57

 Características técnicas y curvas de funcionamiento: pág. 59
Dimensiones: pág. 61

Se montan en un perfil  o en placa dentro de las cajas y los armarios XL^{3*}.
Garantizan el corte, el mando, el seccionamiento y la protección de las líneas eléctricas de baja tensión. Ejecución fija conexión anterior.
Se suministran con bornas de conexión de 70 mm².
Admiten los accesorios y los auxiliares comunes DPX³ (pág. 58).
Son conformes a la norma UNE-EN 60947-2.

Emb.	Ref.	Interruptores automáticos magnetotérmicos diferenciales
		<p>Térmico regulable de 0,8 a 1 In. Magnético fijo: 400 A de 16 a 40 A, 10 In de 63 a 160 A. Diferencial electrónico integrado con pantalla LCD. Sensibilidad regulable: 0,03 - 0,3 - 1 - 3 A. Disparo regulable: 0 - 0,3 - 1 - 3 s. (0 s solo con sensibilidad 0,03 A).</p>

-Interruptor magnetotérmico diferencial de 160 A-

Esta línea proseguirá hasta la caja general de protección y medida colocada en el exterior de la nave donde ira instalado un fusible. Este fusible será de la misma intensidad nominal de 160 A que se acaba de seleccionar para la protección magnetotermica pero además debe cumplir la siguiente condición.

$$1.6 I_n = 1.6 * 160 = 256 A \leq 1.45 I_z = 1.45 * 192 = 278.4 A \quad \text{Cumple}$$

Por tanto el fusible también es válido. En la caja general de protección y medida también se instalara el contador de energía generada e inyectada a red.

Para poder crear una instalación fotovoltaica es necesario el permiso de la empresa suministradora, en la que se concederá un punto de conexión con la red eléctrica existente. En este caso, la empresa suministradora es Iberdrola y el punto de conexión será la misma línea de baja tensión que alimenta a la nave y que pasa enterrada por las cercanías de la nave.

3.4.8 Trámites administrativos

Los trámites administrativos necesarios para la concesión y ejecución de una instalación solar fotovoltaica son numerosos y, podría decirse, que un poco complejos.

A continuación se describirán todos los trámites necesarios para una correcta ejecución de la instalación solar fotovoltaica. Estos trámites son necesarios, y no pueden evitarse ya que de no realizarse la instalación no estaría convenientemente legalizada.

Se pueden diferenciar trámites nacionales, que serán de aplicación a todo el territorio y también trámites propios de cada comunidad autónoma.

A continuación se muestra un proceso general de trámites a realizar, tanto nacionales como autonómicos, aunque luego depende del lugar las prioridades de unos u otros.

Los pasos a seguir son:

1. **Solicitud Punto de Acceso:** para la cesión de la energía eléctrica generada por la planta solar fotovoltaica a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución.
2. **Solicitud de inclusión en el régimen especial:** una vez ejecutada la instalación solar fotovoltaica y superadas con éxito las pruebas reglamentarias, ha de presentarse solicitud de autorización de puesta en servicio e inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial de la Comunidad Autónoma correspondiente.
3. **Inscripción previa en el registro de instalaciones de régimen especial:** inclusión en el Registro Administrativo de instalaciones de producción en régimen especial para las instalaciones que se indican al objeto de un adecuado control y seguimiento del mismo.
4. **Permisos Medioambientales, Urbanísticos, del Patrimonio Cultural, etc.:** en las instalaciones solares fotovoltaicas sobre terreno cuya potencia de producción sea superior a 3.500 KW son precisas la Declaración de Interés Comunitario y la Evaluación de Impacto Ambiental, de competencia de la Consejería de Medio Ambiente, Urbanismo y Vivienda.
5. **Solicitud de autorización administrativa:** especialidades de aplicación, competencias y ejemplos de aplicación a instalaciones con tensión inferior o superior a 1 KW, según proceda.
6. **Permiso municipal de Licencia de Obras:** la instalación de sistemas de captación de energía solar en los diversos municipios estará sujeta a la previa obtención de la licencia municipal de obra.
7. **Aval y Depósito:** a realizar en la Caja General de Depósitos de la Consejería de Hacienda y Administración Pública de la Comunidad Autónoma correspondiente, con el procedimiento específico que la misma tiene para ello y consignando aval.

8. **Inscripción, con carácter previo, de los proyectos de instalación o instalaciones en el Registro de preasignación de retribución:** el inversor o productor fotovoltaico ha de inscribir en el Registro de preasignación de retribución, su proyecto de instalación de producción en régimen especial de tecnología fotovoltaica.
9. **Solicitud del Código de Actividad y Establecimiento C.A.E. (Impuesto especial de electricidad):** tras inscribir la planta solar fotovoltaica como fábrica de electricidad en régimen especial, hemos de solicitar el C.A.E., y llevar un libro de registro sellado por el Departamento de la Agencia Tributaria encargada de los Impuestos Especiales, haciendo las correspondientes liquidaciones trimestrales (Mod. 560), siempre y cuando la instalación solar fotovoltaica sea superior a 100 kilovatios nominales.
10. **Permiso municipal de Licencia de Actividad:** la instalación de sistemas de captación de energía solar en los municipios requieren la previa obtención de la licencia municipal de actividad.
11. **Acta de puesta en servicio provisional para pruebas de la instalación:** otorgamiento de las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial que utilicen como energía primaria la energía solar o la biomasa.
12. **Contrato (técnico/tipo) con la compañía distribuidora:** las compañías distribuidoras de energía eléctrica tienen la obligación legal de colaborar con este proceso.
13. **Acta de puesta en servicio de la instalación:** otorgamiento de las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en servicio de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial que utilicen como energía primaria la energía solar o la biomasa.
14. **Certificado emitido por el encargado de la lectura.**
15. **Inscripción definitiva en Registro de Instalaciones de Régimen Especial:** para finalizar el proceso, y con el fin de acceder a las primas establecidas en el Real Decreto 661/2007, se ha de presentar ante la Dirección General de Energías Limpias y Cambio Climático la solicitud de Inscripción Definitiva.
16. **Facturación a tarifa FV:** desde primer día del mes siguiente a la fecha del Acta de puesta en servicio pero debe esperarse a tener la Inscripción definitiva.

Estos son los pasos a seguir generalmente para la correcta implantación de una instalación fotovoltaica en el sistema.

A continuación se muestra en una imagen los tramites que recoge los trámites a seguir según la comunidad autónoma de Murcia, en su Resolución de la Dirección General de Industria,

Energía y Minas por la que se aprueba la instrucción técnica para la aplicación en la Región de Murcia del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

Procedimiento	Entidad de presentación	Documentación a presentar	Plazos máximos
2.1.1. Solicitud de acceso y conexión	Empresa distribuidora	a) Solicitud, nombre, dirección, tlf. b) Ubicación instalación incluyendo ref. catastral. c) Esquema unifilar d) Punto propuesto de conexión (coordenadas UTM y/o CUPS). e) Propietario del inmueble o solar de ubicación. f) Declaración responsable del propietario del inmueble (si es diferente del solicitante). g) Descripción instalación (incluyendo certificados cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad). h) Justificante de haber depositado el aval de 20 €/kW ante la Consejería de Economía y Hacienda.	a) 10 días para que la distribuidora solicite al titular si falta documentación y/o documentación adicional (en este último caso con copia por e-mail a la D.G.I.E.M.). b) Un mes para que la distribuidora notifique las condiciones técnicas de acceso y conexión desde la recepción de la solicitud. c) 30 días para que el solicitante reclame ante la DGIEM si está disconforme con la propuesta de condiciones de acceso y conexión, desde la notificación de dicha propuesta. d) 3 meses desde propuesta para que el solicitante la acepte y entregue proyecto y programa de ejecución (aceptación). e) 15 días para que la distribuidora remita al promotor pliego condiciones técnicas y presupuesto económico, desde la aceptación (caso de deficiencias en proyecto del titular, la distribuidora tiene 15 días para notificarlo y 15 días el promotor para enmendarlo). f) 15 meses para inscribirse en el RIPRE desde la aceptación de la notificación de la propuesta de la distribuidora, o se cancelará el punto de conexión.
2.1.2. Solicitud de inscripción en el registro de instalaciones eléctricas de baja tensión	D.G.I.E.M.	a) Solicitud normalizada. b) Resguardo de pago de la tasa. c) Informe de obtención de los derechos de acceso y conexión. d) Proyecto técnico. e) Certificado de final de obra (normalizado). f) Certificado de la instalación (normalizado).	En el momento de la presentación de esta documentación, si está completa, el órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma emitirá la diligencia del certificado de la instalación eléctrica de baja tensión.
2.1.3. Solicitud de inclusión en régimen especial e inscripción previa y definitiva en el Registro administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RIPRE). Se puede realizar a la vez que 2.1.2.	D.G.I.E.M.	a) Solicitud normalizada. b) Resguardo tasas. c) Documentación acreditativa del titular de la instalación (NIF, escrituras constitución,...). d) Memoria-resumen entidad normalizada. e) Memoria técnica normalizada. f) Acreditación de que los equipos principales son nuevos y sin uso previo. g) Diligencia de inscripción en el registro de instalaciones eléctricas de baja tensión. h) Contrato técnico con la empresa distribuidora. i) Documento de opción de venta. j) Certificado del encargado de la lectura. k) Informe del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite los procedimientos de acceso y conexión. l) Justificación de potencia contratada mayor o igual del 25% de la nominal de la instalación fotovoltaica, sólo para tipologías tipo I. Para las instalaciones de la categoría a) del artículo 2.1, del Real Decreto 661/2007, acreditación indicada en art. 6 realizándose inscripción previa y definitiva por separado, como en procedimiento 2.3	a) Un mes para que la DGIEM resuelva sobre la inscripción previa en el registro autonómico una vez que la documentación esté completa. b) Un mes para que la DGIEM dé traslado a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) para la toma de razón de la inscripción en el RIPRE con la misma fecha de inscripción que en el registro autonómico. c) El número de identificación en el RIPRE se comunicará a la DGIEM y esta lo notificará al interesado.
2.1.4. Solicitud inscripción Registro Establecimientos Industriales	D.G.I.E.M.	a) Solicitud normalizada. b) Resguardo de tasa. c) Copia compulsada del NIF /CIF del solicitante y del titular, escrituras de la sociedad y escrituras de representación, en su caso. d) Impreso de inscripción en el Registro de Establecimientos Industriales normalizado (3 copias). e) Certificado general de la industria (3 copias). f) Certificado de seguridad en máquinas.	De acuerdo al art. 9 del Real Decreto 559/2010, de 7 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento del Registro Integrado Industrial no será necesaria respuesta, confirmación o inscripción efectiva en el registro para poder ejercer la actividad.
2.1.5. Solicitud de conexión de la instalación y puesta en servicio	Empresa distribuidora	1) Solicitud de suscripción del contrato técnico del acceso a la red 2) Solicitud de conexión de la instalación (se puede hacer a la vez)	a) Un mes tiene la distribuidora para formalizar el contrato (si la documentación está completa). El modelo de contrato es el que figura en el anexo III del Real Decreto 1699/2011. b) Un mes tiene la DGIEM para resolver la solicitud de resolución de discrepancia desde su presentación, si es el caso. c) Un mes para realizar la conexión a red desde su solicitud. d) Una vez realizada la conexión se puede hacer una primera verificación por parte de la distribuidora, notificando al titular cualquier incidencia. En caso de discrepancias resolverá la DGIEM.

-Tramites según la comunidad autónoma de Murcia para instalaciones de 10 kW<P<100 kW-

3.4.9 Estudio económico

En este apartado se procederá a realizar un pequeño estudio económico, sin mucha profundidad, en el que se podrá comprobar la amortización de la instalación solar fotovoltaica durante los 25 años de vida útil de la instalación.

Para realizar esta tarea lo primero que se hará será un estudio con números a la alza, sin el detalle que proporcionara el presupuesto, pero que valdrá para comprobar la rentabilidad y amortización de la instalación.

A continuación se muestra una tabla con los precios de cada uno de los elementos de la instalación, algunos precios son precios ya definidos mientras que otros son partidas alzadas para esta tarea.

Elemento	Precio
Placas solares	57651.75 €
Inversores	36000 €
Cableado	2800 €
Conducciones	7100 €
Protecciones	10000 €
Estructura soporte	22000 €
Instalación y otros	15000 €
Total	150551.75 €

Este sería el coste total de la instalación, ahora se debe comprobar las ganancias que se van a obtener por la venta de energía eléctrica durante un año. Para esta tarea se usa el dato de 135000 kWh/año generados, mientras que el precio a recibir por la venta de energía eléctrica se va a poner en torno a 0.2 €/kWh, un valor bastante pesimista, aunque realista teniendo en cuenta la tendencia a la baja en la actualidad.

Con este valor de 0.2 €/kWh, se obtendrían un total de $135000 \times 0.2 = 27000$ €/año gracias a la venta de energía eléctrica. Por tanto, para recuperar la inversión inicial tendrán que pasar:

$$\frac{150551.75}{27000} = 5.57 \text{ años}$$

Es decir, que manteniendo un precio de 20 céntimos por kWh se amortizaría la instalación en unos 5 años y medio.

Se puede realizar el mismo calculo más pesimista, contando con que paguen unos 0.13 €/kWh, precio al cual se compra la electricidad hoy en día, e incrementando la inversión inicial en unos 10000 €, aun así el periodo de amortización no sería superior a 10 años.

$$\frac{160000}{135000 * 0.13} = 9.41 \text{ años}$$

Teniendo en cuenta que en ningún caso se sobrepasa un periodo de amortización de 10 años, por los 25 años de vida útil de la instalación, se tiene una instalación que antes o después empieza a ser rentable y arrojar beneficios. Además se debe tener en cuenta que la legislación está en constante movimiento, y posiblemente en un futuro no muy lejano se llegara a la paridad de red, en las que este tipo de instalaciones tendrán un mayor peso en el sistema eléctrico general.

3.4.10 Estudio impacto medioambiental

Se va a proceder a realizar un cálculo básico para comprobar la sostenibilidad de la instalación solar fotovoltaica objeto del proyecto. Para ello, se comprobara la cantidad de dióxido de carbono que se evita expulsar a la atmosfera gracias a la generación de electricidad 'limpia' a través de las placas fotovoltaicas. También se comprobara la cantidad que se evita emitir de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno.

Para esta tarea se consultan los valores en masa/kWh emitidos a la atmosfera durante el año 2012, del que se ha generado una media anual.

Emisiones específicas del sistema eléctrico peninsular			
	Dióxido de carbono (kg/kWh)	Dióxido de azufre (g/kWh)	Oxidos de nitrógeno (g/kWh)
ene-12	0,279	0,581	0,416
feb-12	0,273	0,583	0,413
mar-12	0,247	0,534	0,375
abr-12	0,156	0,320	0,231
may-12	0,215	0,473	0,330
jun-12	0,286	0,633	0,440
jul-12	0,261	0,558	0,395
ago-12	0,269	0,576	0,407
sep-12	0,227	0,482	0,342
oct-12	0,241	0,504	0,360
nov-12	0,233	0,496	0,351
dic-12	0,200	0,422	0,300
Media anual 2012	0,241	0,514	0,363

-Emisiones correspondientes al sistema eléctrico español del año 2012-

Con estos datos medios y sabiendo que la instalación fotovoltaica diseñada generara 135000 kWh/año ya se puede calcular la cantidad de cada compuesto que se evita emitir a la atmosfera gracias a la instalación solar fotovoltaica instalada sobre la cubierta de la nave industrial objeto del proyecto.

$$-0.241 \text{ kg/kWh} \times 135000 \text{ kWh/año} = 32525 \text{ kg/año de CO}_2$$

-0.514 g/kWh x 135000 kWh/año= 69390 g/año de SO₂

-0.363 g/kWh x 135000 kWh/año= 49005 g/año NO_x

Se puede observar cómo se evitan 32 toneladas de emisiones de dióxido de carbono, así como casi 70 kg y 50 kg de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno respectivamente.

Como los paneles utilizadas son de silicio monocristalina, no posee elementos tóxicos ni altamente contaminantes en su composición. Además hoy en día la huella ecológica de los paneles solares y la tasa de retorno de energía eléctrica se sitúa en periodos menores a un año.

Con todos estos datos, podemos decir que esta instalación es totalmente respetuosa con el medio ambiente y que además se recupera la energía eléctrica necesaria para su fabricación e instalación en un periodo muy pequeño de tiempo.

3.4.11 Cambios futuros

Una vez realizada la instalación, las actuaciones a partir de ese momento son mínimas. La instalación estará generando unos beneficios, que no lo serán hasta que se amortice la instalación.

En cuanto a tareas de mantenimiento, hay que intentar crear un protocolo de revisiones anuales, en las que se realicen comprobaciones de los aprietes de la tornillería de la estructura y del estado general de esta, también comprobar el estado de las conducciones y del cableado en la superficie de la cubierta. También se comprobara el estado de los inversores y sus conexiones. Como tarea de mantenimiento importante habría que señalar la limpieza del generador fotovoltaico, ya que la suciedad se va acumulando en la superficie de los paneles solares y produce una bajada de rendimiento en la generación bastante notable. Las tareas de limpieza tendrán que ser como mínimo de dos veces al año, aunque se ira concretando más adelante conforme se observe la suciedad que se acumula en los paneles solares.

Otro aspecto a tener en cuenta de cara al futuro es la legislación, que va cambiando a lo largo del tiempo. Se está a la espera de la aprobación y correcta redacción de un real decreto que ponga en marcha el balance neto fotovoltaico, para el cual la instalación estaría preparada, siendo el único cambio notable la instalación de un contador bidireccional. Aunque habría que estudiar el caso convenientemente ya que el consumo de la nave no es muy grande, y puede que las condiciones en las que sea aprobado el balance neto no sean favorables ni estén disponibles para esta instalación, ya que el balance neto estaría más orientado a pequeños productores y aunque esta instalación no es muy grande, si puede ser lo suficiente para no ser considerada como un pequeño productor.

3.5 Iluminación

El otro gran argumento de este proyecto es el diseño de la instalación de iluminación, tanto del interior como del exterior de la nave, así como la iluminación de emergencia obligatoria por ley para todo tipo de establecimientos comerciales e industriales. La incursión del diseño de la iluminación en este proyecto es debido a un compromiso con la sostenibilidad, el deseo de crear una instalación más respetuosa con el medio ambiente, y como la instalación solar fotovoltaica es de esta clase se ha querido optar por una remodelación de la iluminación de la nave que acompañe estas pretensiones, por lo que únicamente se cambiara la iluminación sin incluir en este proyecto ningún tipo de diseño del cableado ni de cuadros eléctricos, los cuales estas prediseñados e instalados.

Se diferencian dos grandes partes en la instalación de iluminación:

-Iluminación interior

-Iluminación exterior

3.5.1 Iluminación interior

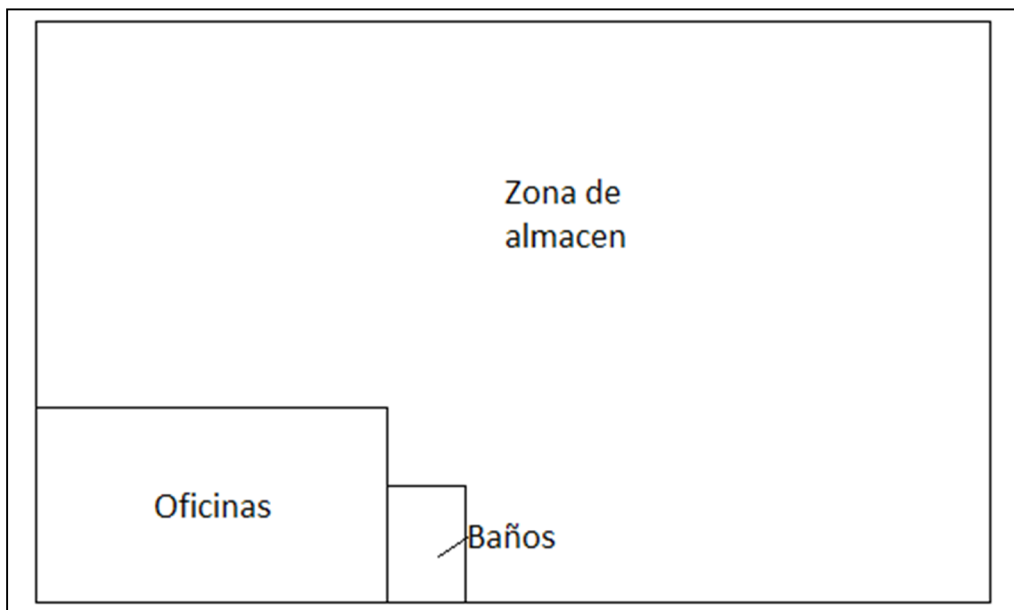
La iluminación interior de la nave se separara en las distintas estancias existentes en el interior de la nave. La nave estará compuesta, como anteriormente ya se ha definido, por:

-Zona principal o zona de almacén

-Baños

-Oficinas

La distribución en planta de estas estancias es la representada a continuación:



-Distribución en planta de las estancias de la nave-

Existen accesos desde el exterior a la zona de almacén y a las oficinas, mientras que a los baños solo se accede desde la zona de almacén. La zona de oficinas también posee un acceso directo a la zona de almacén.

Para el diseño de las estancias en cada una de las zonas de la nave primero se deberá definir el nivel de iluminación en lux que es necesario tener en esa zona. Una vez definido esto se realizará el diseño mediante el software de cálculo de instalaciones de iluminación DIALUX. En cada una de las zonas se tendrán diferentes consideraciones, aunque la zona más estudiada será la zona de almacén por ser la zona con mayor extensión, y que por tanto provoca un impacto mucho mayor en el desarrollo de esta parte del proyecto.

3.5.1.1 Descripción de estancias

A continuación se describirán como están definidas y realizadas cada una de las estancias que serán objeto del diseño de iluminación.

En primer lugar se tiene la parte más importante y extensa de la nave, que es la zona de almacén. Esta zona está compuesta por una gran superficie de suelo, en la que se pueden encontrar diferentes estanterías y zonas habilitadas para la deposición de palets u otros tipos de envases industriales en los que se puede recibir el material eléctrico. Las estanterías y zonas semifijas de colocación de materiales están colocadas de manera que pueda transportarse ese material mediante una carretilla elevadora móvil. La zona de almacén tendrá una zona más libre de obstáculos a la entrada de la nave por la puerta principal de grandes dimensiones, por la que entraran vehículos para la carga del material deseado. No se tendrá una distribución fija en la zona de almacén, por lo que en relación al diseño de iluminación, se creará una iluminación uniforme para toda la zona. Además esta zona será la mayor beneficiada por la luz natural del día que entrará a través de las ventanas en las paredes de la nave, 2 en el alzado norte y sur, y 5 en cada uno de los alzados laterales, además de los lucernarios presentes en la cubierta de la nave, aunque estos quedaran semianulados debido a la presencia de la instalación solar fotovoltaica.

Otra parte de la nave a iluminar será la zona de oficinas. En esta zona de la nave se realizarán tareas de archivo y desarrollo de documentos, así como trato directo con clientes. En esta zona se tendrán 4 mesas con silla que se equiparan con ordenadores o lo que se crea conveniente o necesario, además se instalarán diversas estanterías de archivo para el almacenaje de toda la documentación pertinente. Posee una puerta de entrada desde el exterior de la nave, donde se encontrará una pequeña zona de espera con dos sofás y una pequeña mesa, también se tendrá otra pequeña puerta que da acceso a la zona de almacén, así como una ventana que permite la visión de esta misma zona.

La última zona interior objeto de iluminación son los baños. Los baños en esta nave representan una pequeña zona con 4 retretes individuales separados por paneles verticales, y dos lavabos. No se han instalado ningún tipo de vestuarios ni duchas ya que por la actividad desarrollada y la cantidad de personal no se hace necesario.

3.5.1.2 Iluminación zona principal

La zona principal de la nave es la zona de mayor superficie y será la zona donde se valoraran las diferentes opciones de alumbrado existentes, ya que es la zona que mayor impacto tendrá en el coste global de este apartado. Para seleccionar diferentes opciones se ha utilizado un documento de Philips en que se desarrollan diferentes soluciones para alumbrado a gran altura.

Se realizara una selección de al menos 3 opciones de alumbrado para la zona principal. Todas las luminarias serán de la marca Philips para realizar una comparativa técnica dentro del mismo rango de condiciones económicas, además de la gran fiabilidad y servicios que proporcionan este fabricante. Se realizaran simulaciones con todas las opciones consideradas para observar los resultados y comprobar el número de luminarias que en cada caso son necesarias. Una vez hecho esto se decidirá que luminaria colocar y se desarrollara el diseño en DIALUX por completo, mostrando los resultados correspondiente y definiendo completamente todos los parámetros y características de la instalación resultante.

Un parámetro importante en el momento de diseñar la instalación de iluminación de la nave es determinar el nivel de iluminación necesario según las tareas que se van a realizar en la nave. La nave es una nave almacén por lo que el nivel de iluminación no será muy exigente ya que las tareas a realizar no son precisas ni muy delicadas. Para definir el nivel de iluminancia se consultaran diferentes normas y documentos en los que se definen los parámetros de la instalación dependiendo de la actividad realizada.

La UNE 12464.1 define los parámetros de iluminación para cada actividad, aunque la actividad de nave almacén no aparece exactamente recogida, seleccionaremos dentro del ámbito de industria eléctrica, ya que es un almacén de material eléctrico, el montaje basto de componentes. Aunque la nave en si no es una nave de montaje pero si se puede presentar la necesidad de realizar algún tipo de tareas de ensamblaje de bajo nivel, sin alto nivel de precisión ni gran exactitud.

6. Industria eléctrica				
Nº ref	Tipo de interior, tarea y actividad	E_m lux	UGR _L	R_a
6.5	Trabajo de ensamblaje basto (ej. transformadores grandes)	300	25	80

-Características de iluminación para trabajo de ensamblaje basto en la industria eléctrica-

Tarea y clase de local	Iluminancia media en servicio (lux)		
	Minimo	Recomendado	Óptimo
Industria (en general)			
Trabajos con requerimientos visuales limitados	200	300	500

-Iluminancia recomendada en otro documento-

Por lo tanto, el nivel de iluminación será de 300 lux. Este será el nivel de iluminación utilizado en DIALUX a la hora de determinar la cantidad de luminarias necesarias en cada caso para la instalación.

Los otros parámetros, que son el nivel de deslumbramiento y la reproducción cromática también se tendrán en cuenta a la hora de la selección de la luminaria definitiva.

3.5.1.2.1 Comparativa entre diferentes opciones

Para la iluminación de la zona principal de la nave, la zona de almacén, se consideraran al menos 3 opciones.

La primera opción será el alumbrado más moderno y más sostenible que se encuentra en el mercado, la tecnología LED. La marca Philips tiene un gran desarrollo dentro del ámbito de esta tecnología. Para soluciones a gran altura ponen a disposición del cliente las luminarias de la familia GentleSpace.



-Luminaria Gentlespace-

La segunda opción considerada será de alumbrado fluorescente. Este tipo de alumbrado es de los más eficientes y de los que mejor reproducción cromática consiguen, además de ser mucho más baratos que la tecnología LED. Para esta opción se han considerado pantallas de 4 tubos de 80 W aptas para montaje suspendido del fabricante Philips.



-Campana T5 de Philips-

La tercera opción es la más típica dentro del ámbito industrial en el que se encuentra catalogada esta nave, y son las campanas industriales de gran altura para bombillas de halogenuros metálicos o vapor de sodio de alta presión. Su uso es muy extendido debido a una alta iluminancia para grandes superficies aunque se presupone que el futuro vayan siendo sustituidas por otras tecnologías más sostenibles y más eficientes. Además este sistema presenta el gran inconveniente del tiempo de encendido, que es alto comparado con las otras opciones, y del tiempo de reencendido, la espera que hay que realizar en caso de cese del suministro eléctrico si se quieren volver a encender las luminarias. A pesar de los inconvenientes se consideraran en el estudio, además de que hoy en día el problema del reencendido cada vez es menor, consiguiendo tiempos menores a un minuto. La luminaria objeto del estudio será de la familia Performalux de Philips.



-Luminaria PerformaLux de Philips-

A continuación se describirán las diferencias técnicas y económicas entre las 3 opciones propuestas, y a partir de este análisis se seleccionara la opción más adecuada para el caso indicado.

3.5.1.2.1 Comparativa técnica

En este apartado se diferenciarán las capacidades técnicas de cada una de las opciones de alumbrado propuestas. Se compararán los parámetros técnicos de cada luminaria para así intentar decidir cuál es la luminaria que más conviene para esta instalación. Aunque estos parámetros técnicos por si solos no ayudaran a seleccionar definitivamente la luminaria, ya que un análisis económico se presenta necesario para realizar una correcta elección.

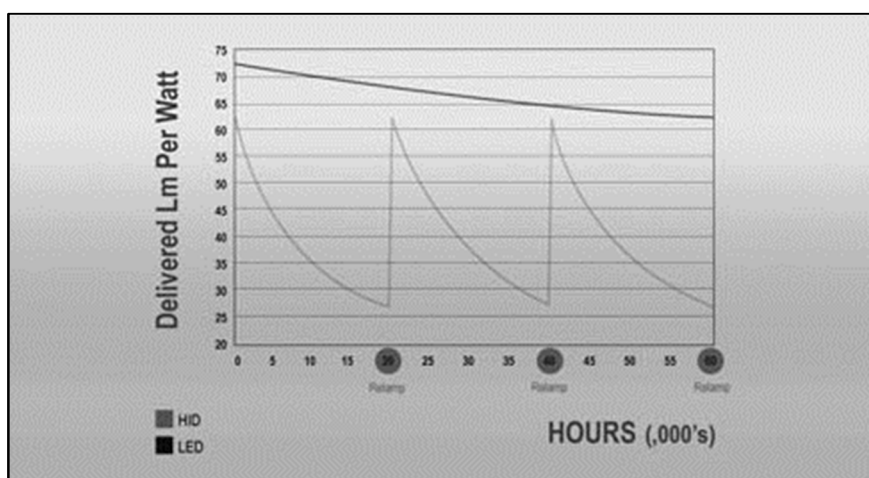
Los parámetros técnicos descritos de cada luminaria serán: la luminancia, el tiempo de vida útil, la potencia, el rendimiento, el tipo de tecnología, el índice de reproducción cromática, la temperatura del color, etc...

Luminaria	Potencia (W)	Luminancia (lm)	Lm/W	Tecnología
GentleSpace TL5	292	24000	82.19	LED
	344	26200	76.16	Fluorescente
PerformaLux	428	32500	75.93	Halogenuros metálicos/Vapor de sodio alta presión

Con respecto a la temperatura del color y el índice de reproducción cromática, que son dos parámetros importantes, no hay diferencias extremas entre estas opciones, teniendo todas ellas un IRC y una temperatura de color suficientemente adecuadas a la tarea a realizar, de ahí que no se hayan representado en la tabla anterior.

La última comparativa que se va a realizar será una comparativa de la reducción del flujo luminoso diferenciando las opciones de LED y halogenuros metálicos.

En la siguiente imagen se muestra la reducción del flujo luminoso (Lm/W) para la opción de los LED y la opción de halogenuros metálicos (HID).



-Reducción del flujo luminoso en LED y HID-

Cuando se mide el flujo luminoso a lo largo de un ciclo de vida útil de 60.000 horas, se puede ver que el LED supera a una lámpara de halogenuros metálicos.

La drástica reducción del flujo luminoso de una lámpara de halogenuros metálicos, así como de la óptica y de las pérdidas del balasto, reducen rápidamente iluminación aportada por un sistema basado en HID. Hay que tener en cuenta que en un ciclo de vida de 60.000 horas se producen, al menos, tres cambios de lámparas.

Por el contrario, el LED presenta un flujo luminoso extremadamente constante a lo largo de su vida útil y un driver mucho más eficiente. Nótese que el LED no necesita ningún cambio en un ciclo de 60.000 horas.

El resultado es que la media del flujo luminoso de los LED es un 74% mayor que el equivalente de un sistema HID, tomando como un ciclo medio de vida las 60.000 horas.

Se puede observar cómo según las características técnicas, la luminaria más indicada sería la GentleSpace de tecnología LED, que muestra un gran ratio entre potencia y luminancia, aunque como se verá más adelante serán necesarias más luminarias que de halogenuros metálicos para el mismo nivel de iluminación, ya que estas últimas tienen una mayor luminancia aunque también mayor consumo de energía.

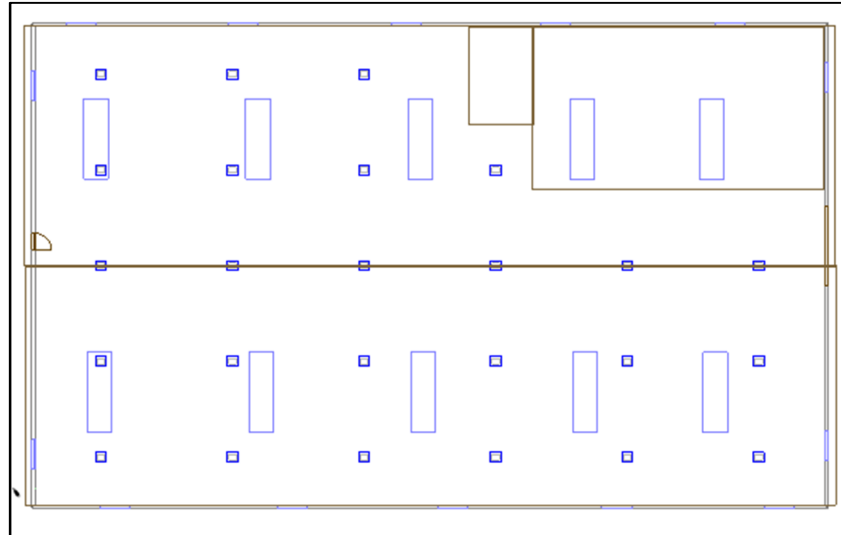
Sin tener en cuenta la parte económica la luminaria elegida sería la GentleSpace, pero hay que realizar un análisis económico para que la elección sea totalmente fiable.

Una vez conocidas cada luminaria por separado habrá que realizar un prediseño de la instalación para ver cuantas luminarias de cada tipo serían necesarias para conseguir el nivel de iluminación deseado.

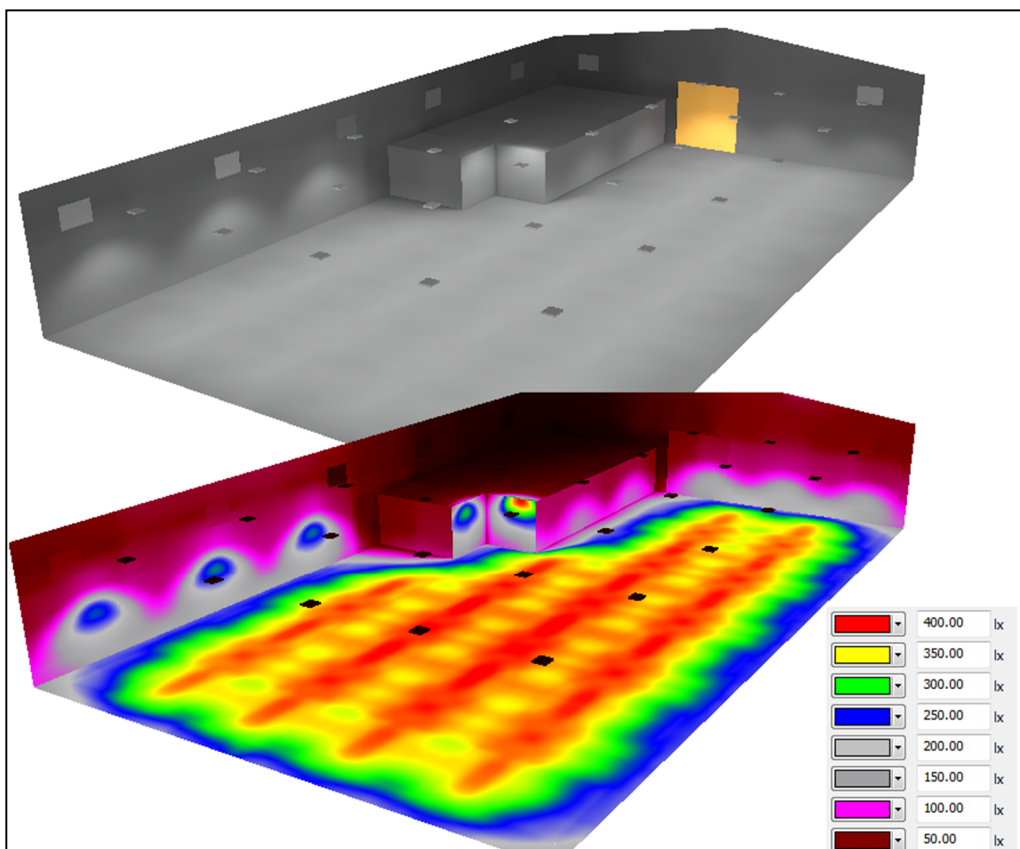
Para esta tarea, el programa DIALUX tiene un asistente para la disposición de las luminarias en cuadro, es decir, distribuidas uniformemente a lo largo de la nave. Para ello, solo hay que indicar el tipo de luminaria, el nivel de iluminación, que será de 300 lux, y la forma de instalación, que será suspendido a una altura de 6 m. Estos datos siempre serán iguales para todas las simulaciones, cambiando únicamente la luminaria para cada caso.

GentleSpace

Para esta luminaria la simulación en DIALUX recomienda la colocación de 30 luminarias repartidas por toda la nave. De estas 30 luminarias, se eliminarán las 5 colocadas sobre la superficie de las oficinas y los baños por ser inservibles, por lo tanto, se tendrán un total de 25 luminarias en esta opción.



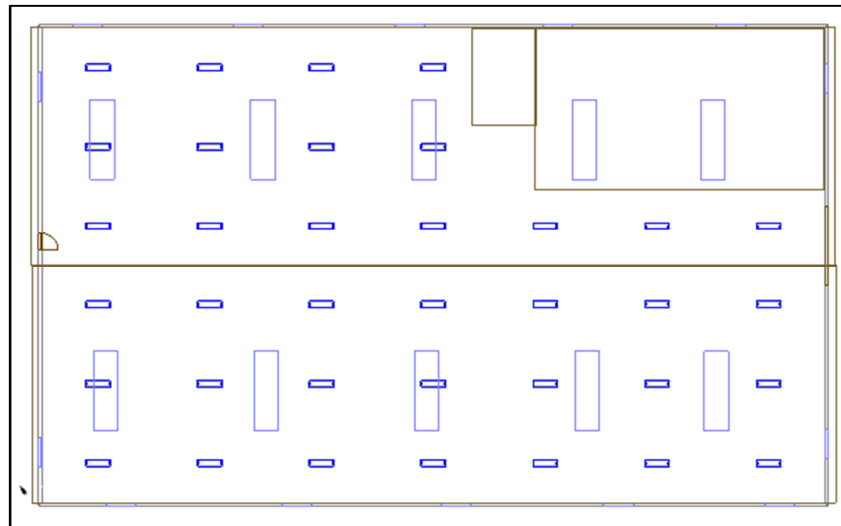
-Distribución en planta de luminarias Gentlespace-



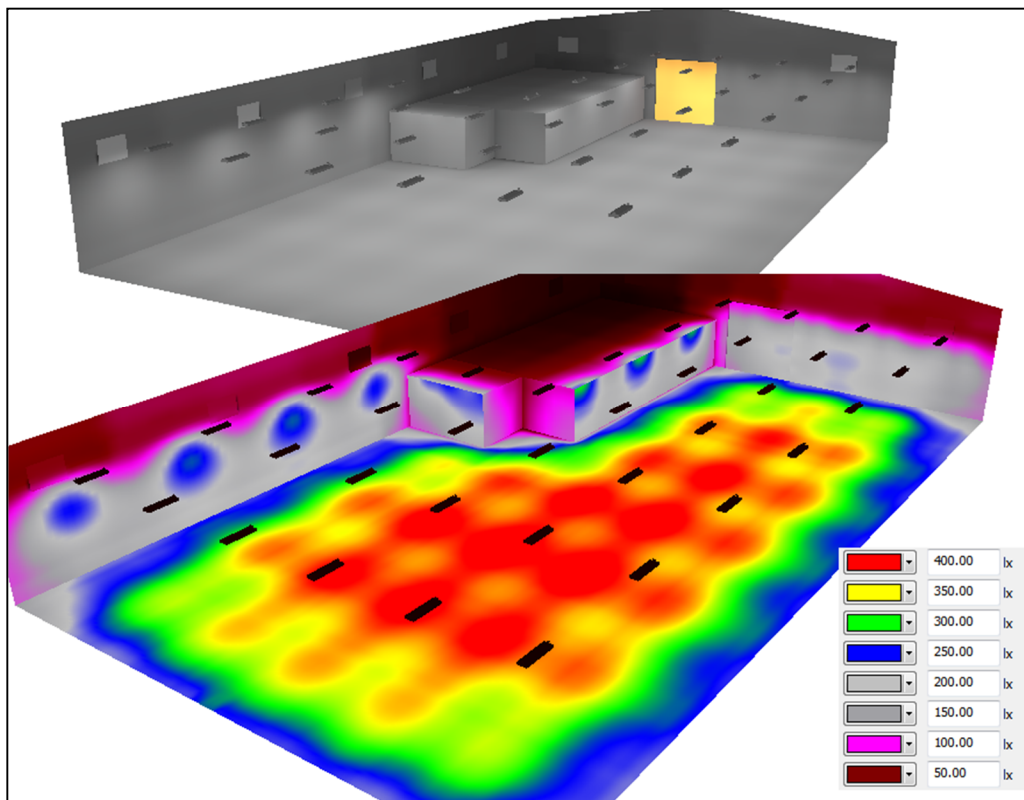
-Recreación 3D y distribución luminosa de la opción GentleSpace-

TL5

Para este tipo de luminaria, con un nivel de iluminación de 300 lux, el programa recomienda la colocación de 42 luminarias distribuidas por toda la nave, aunque se eliminaran las 6 correspondientes a las zonas de almacén y baños, quedando un total de 36 luminarias de este tipo para esta opción de instalación.



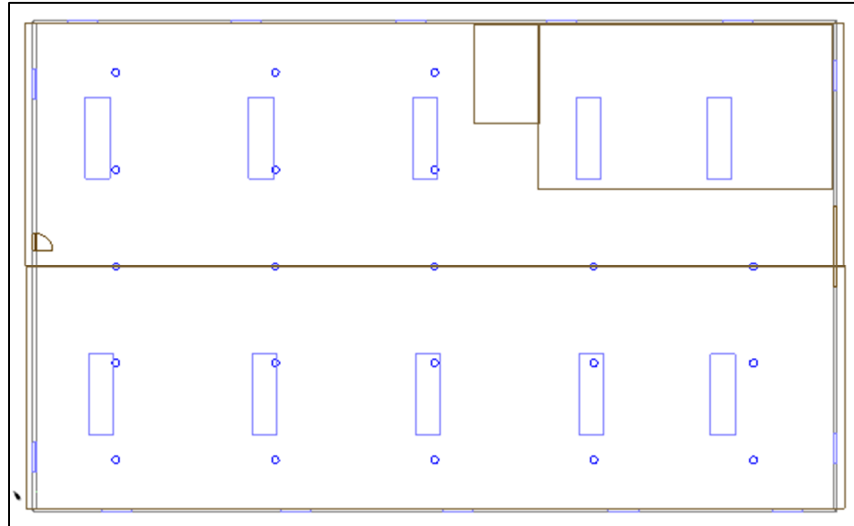
-Representación en planta de la distribución de luminarias TL5-



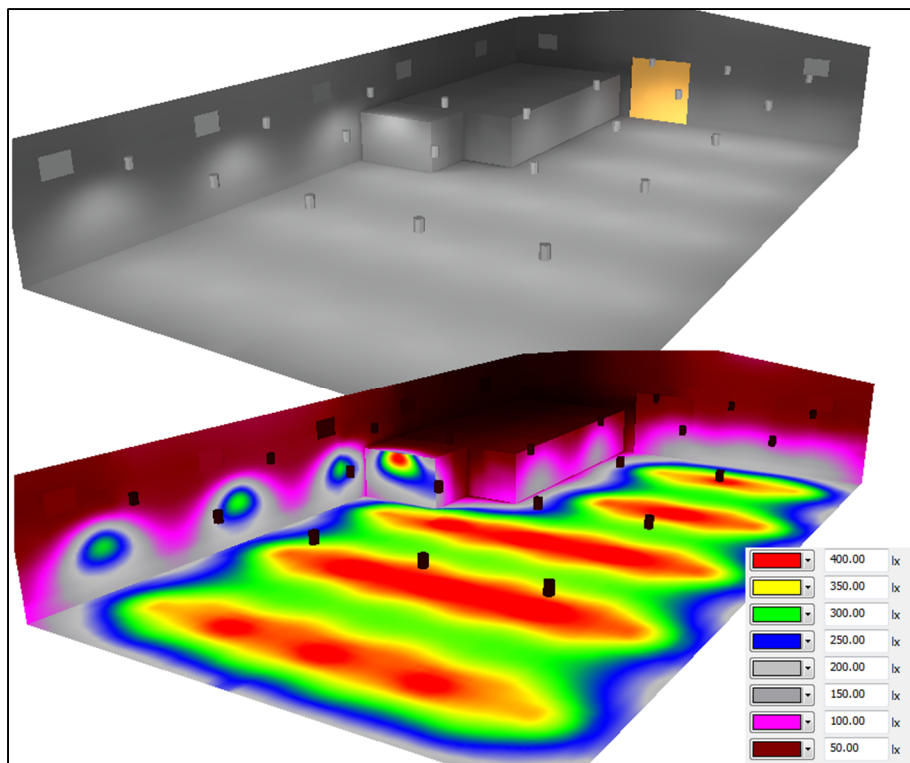
-Recreación 3D y distribución luminosa de la opción TL5-

Performalux

Para esta opción, el programa determina la necesidad de colocar 25 luminarias para la iluminación de toda la nave. Como en los casos anteriores, se eliminarán las 4 luminarias correspondientes a las zonas de baño y oficinas. Por tanto, en esta opción el total de luminarias sería de 21.



-Representación en planta de la distribución de luminarias Performalux-



-Recreación 3D y distribución luminosa de la opción Performalux-

3.5.1.2.1.2 Comparativa económica

Una vez determinadas las características técnicas de cada opción, y el número de luminarias necesarias en cada caso, es necesario realizar una comparativa económica en la que se represente el gasto total de cada opción de luminarias.

A continuación se muestra una tabla en la que se recogen los precios unitarios de cada luminaria, la cantidad de luminarias necesaria para cada opción determinada anteriormente y el coste total en luminarias que supondría cada opción.

Luminaria	Coste Unitario	Unidades	Coste total
GentleSpace	1840 €	25	46000 €
TL5	587 €	36	21132 €
PerformaLux	496 €	21	10416 €

Atendiendo al coste total en luminarias, se ve claramente que la opción más barata es el modelo PerformaLux. Pero hay que atender a otros factores como son el ahorro energético producido por cada una de las luminarias y su vida útil con un uso de 2500 h al año, con el coste asociado al mantenimiento y reposición de las luminarias al final de su vida útil. Para empezar a evaluar el impacto de estas características en la siguiente tabla se muestran las vidas útiles de cada tipo de luminaria, así como la potencia total instalada.

Luminaria	Vida útil	Potencia instalada
GentleSpace	100000 h/40 años	7300 W
TL5	20000 h/8 años	12384 W
PerformaLux	20000 h/8 años	8988 W

Se puede observar como la luminaria de fluorescentes es la de mayor potencia instalada con una vida útil igual a la de halogenuros metálicos, por lo que será la primera opción descartada, ya que es más cara que la opción de halogenuros, provoca un mayor consumo que ninguna de las opciones y su vida útil es igual a la de halogenuros, por lo que no presenta ninguna ventaja con respecto a estos.

Por lo tanto, habrá que ver la diferencia existente económicamente entre los LED y las campanas PerformaLux. Según el coste total, es mucho más barata la opción de los halogenuros metálicos, pero se ha de comprobar el ahorro que produce el LED con respecto a los halogenuros y su repercusión económica, además de los costes de mantenimiento y reposición existentes en los halogenuros, que no existen en los LED.

Para comprobar el ahorro en energía eléctrica se calcula la diferencia entre la potencia instalada de cada sistema y se multiplicara esa potencia por las 2500 h al año que está funcionando la instalación. Esa diferencia de potencia es de $8988 - 7300 = 1688$ W, que multiplicando por 2500 y pasando a kWh, da un total de $1688 * 2500 / 1000 = 4220$ kWh. Considerando un precio del kWh de 0,13 €, obtenemos un ahorro económico de $4220 * 0,13 = 548.6$ €, que se redondea a 550 € por año. En los 40 años de vida útil de los LED, se ahorrarían

un total de $550 \times 40 = 22000$ € en energía eléctrica.

Otro aspecto importante es la reposición de luminarias en cada caso, mientras que en los LED es inexistente en sus 40 años de vida útil, en los halogenuros, cuya vida útil es de 8 años, habrá que realizar 4 cambios de lámparas para llegar a la misma vida útil que los LED. También se ha de tener en cuenta el mantenimiento de las luminarias de este tipo. El coste de una lámpara de halogenuros metálicos de alta calidad ronda los 70-80 €, a lo que habrá que sumar gastos de instalación y mantenimientos, por tanto, se ha determinado un coste de 100 € por luminaria cada 8 años. Por tanto, en costes de reposición y mantenimiento tenemos un total de $21 \text{ luminarias} \times 100\text{€/luminaria} \times 4 \text{ reposiciones} = 8400$ € durante los 40 años analizados.

En la tabla siguiente se recoge el resumen económico de los LED y de los halogenuros metálicos a 40 años, para finalmente poder decidir cuál de las dos opciones será la implantada.

Luminaria	Coste inicial	Coste diferencia energía	Coste reposición y mantenimiento	Coste total a 40 años
GentleSpace	46000 €	-	-	46000 €
PerformaLux	10416 €	22000 €	8400 €	40816 €

Se observa como la diferencia económica a 40 años ya no se hace tan evidente, y es más una cuestión de seleccionar la luminaria por la que más preferencia se tenga.

3.5.1.2.2 Elección de la luminaria

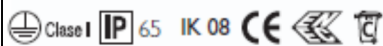
Con todos los aspectos técnicos y económicos analizados se puede realizar una elección definitiva de la luminaria.

Con respecto al aspecto técnico ya se ha indicado que la mejor luminaria sería la GentleSpace de tecnología LED.

En cuanto al tema económico, aunque la diferencia económica a 40 años sigue siendo favorable a los halogenuros metálicos, la diferencia es menor de 6000 € y se ha decidido implantar el sistema de iluminación con LED.

De esta manera se está realizando una apuesta por la iluminación sostenible con un menor gasto energético, un coste de mantenimiento prácticamente nulo y con proyección de futuro. Además este tipo de luminaria tiene una vida útil muy alta, por lo que, cuando pasen los 40 años de su vida útil, la tecnología habrá avanzado mucho y la reposición en iluminación no será un problema.

En definitiva, la luminaria seleccionada será la **GentleSpace** de 292 W y 24000 lm de tecnología LED.

Luminaria industrial suspendida con tecnología LED, disponible en dos tamaños, ideal para sustituir campanas convencionales con lámparas HPI de 250W y 400W.	
Materiales	Carcasa de aluminio, cierre de cristal endurecido térmicamente extra blanco (mejora la transmisión de la luz).
Color	Color aluminio (RAL 9006).
Fuente de luz	Leds de alta potencia
Equipos	Equipo regulable DALI incluido en la luminaria (regulación de 10% a 100%)
Temperatura de color	4000K
CRI	> 75
Flujo del sistema	BY460P (2 módulos): MB/WB-12.000 lm, HRO-10.000 lm. BY461P (4 módulos): MB/WB-24.000 lm, HRO-20.000 lm.
Consumo del sistema	BY460P (2 módulos): MB/WB-145W (82 lm/W), HRO-108W (92 lm/W). BY461P (4 módulos): MB/WB-292W (82 lm/W), HRO-218W (92 lm/W).
Vida útil	L70 75.000 horas (45°C).
Temperatura de funcionamiento	de -30°C a +45°C.
Ópticas	Haz ancho 2x50° (WB), haz medio 2x36° (MB), haz estrecho (NB) y óptica estanterías altas 2x65°-2x36° (HRO).
Instalación	Set de suspensión en Y incluido (2 metros).
Otras Opciones Disponibles	Sensor de movimiento (no compatible con óptica NB), otros RAL, temperatura de color. Opción de cierres de policarbonato y metacrilato.
	

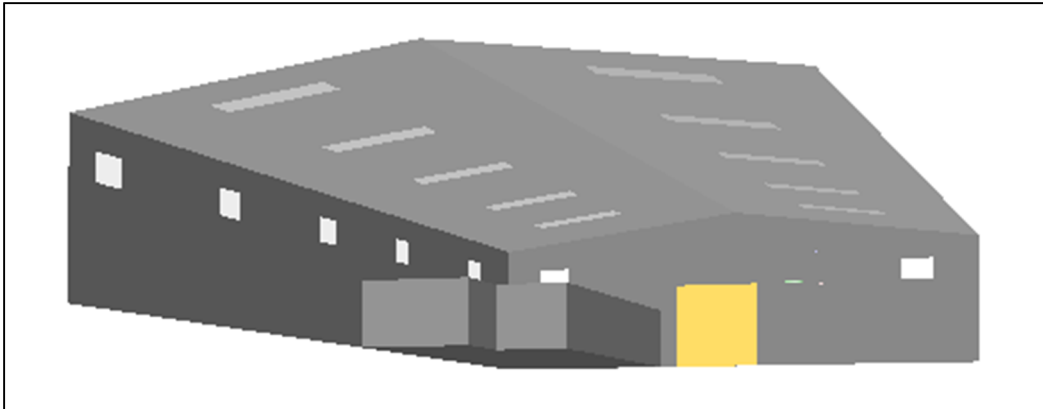
-Características luminaria GentleSpace-



-Luminaria GentleSpace de Philips-

3.5.1.2.3 Diseño con DIALUX

Para realizar el diseño de la instalación primero se ha tenido que crear un modelo de la nave.

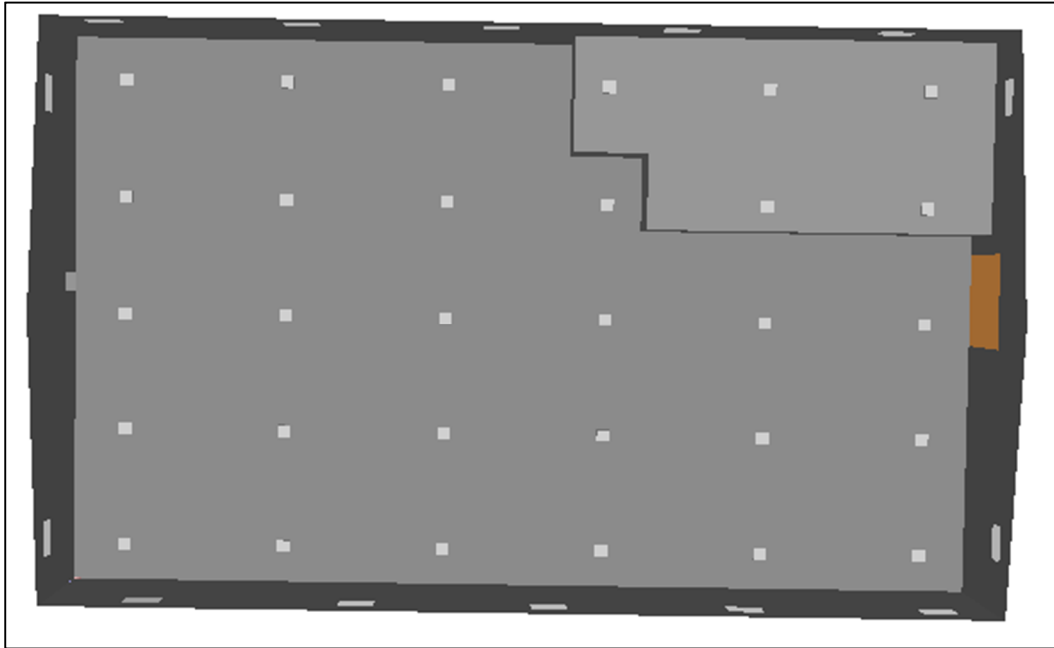


-Modelo de la nave en DIALUX-

Se observa como se ha creado la nave con sus dimensiones reales y se han introducido las ventanas, puertas y lucernarios existentes. Además se crean cubos solidos que representan las estancias existentes de oficinas y baños en la zona que están instalados en la nave. Para realizar la nave se han utilizado diversas opciones del programa, como son la inclinación de tejado y todo tipo de opciones para la introducción de ventanas y puertas de medidas y materiales correspondientes. Para la creación de la nave en DIALUX ha sido de gran ayuda el manual de ayuda que proporciona el mismo desarrollador del programa.

Una vez se tiene este modelo, se debe introducir la luminaria GentleSpace en el programa a través del catálogo de Philips específico para DIALUX. Una vez introducida la luminaria en el programa, buscada a través de su referencia en el catálogo, solo se tiene que realizar la distribución de luminarias.

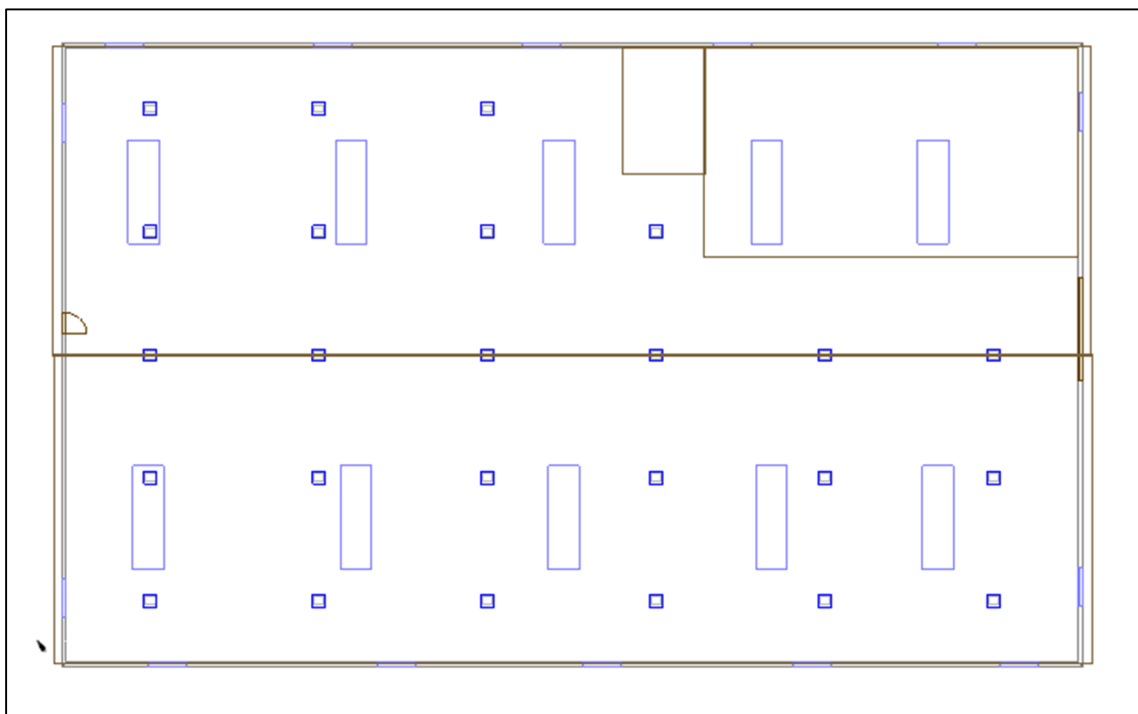
Para la tarea de distribución de luminarias se va a usar el asistente para la disposición de luminarias en cuadro, es decir, una red rectangular de luminarias que cubre toda la superficie de la nave. Para ello se ejecuta el asistente y se le indica la luminaria a utilizar, el nivel de iluminación de 300 lux y la forma de instalación suspendida a 6 m de altura sobre el suelo. Con todos estos datos el programa te coloca las luminarias en la nave, un total de 30 luminarias.



-Distribución realizada por el asistente de colocación de luminarias-

Como se puede observar en la imagen, el asistente distribuye las luminarias por toda la nave, pero en este caso, la zona superior de oficinas y baños no tiene que ser iluminada, por lo que se pueden eliminar las 5 luminarias colocadas sobre esas zonas, obteniendo un total de 25 luminarias como se ha indicado en los apartados anteriores.

Por tanto la instalación queda como se ha representado en los apartados anteriores.

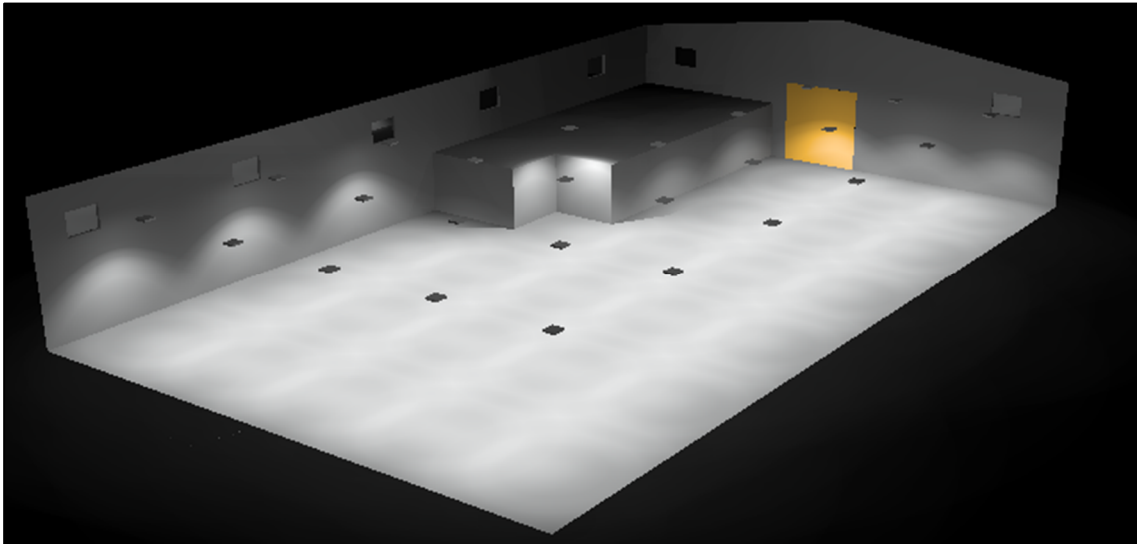


-Representación en planta de la distribución de luminarias definitiva-

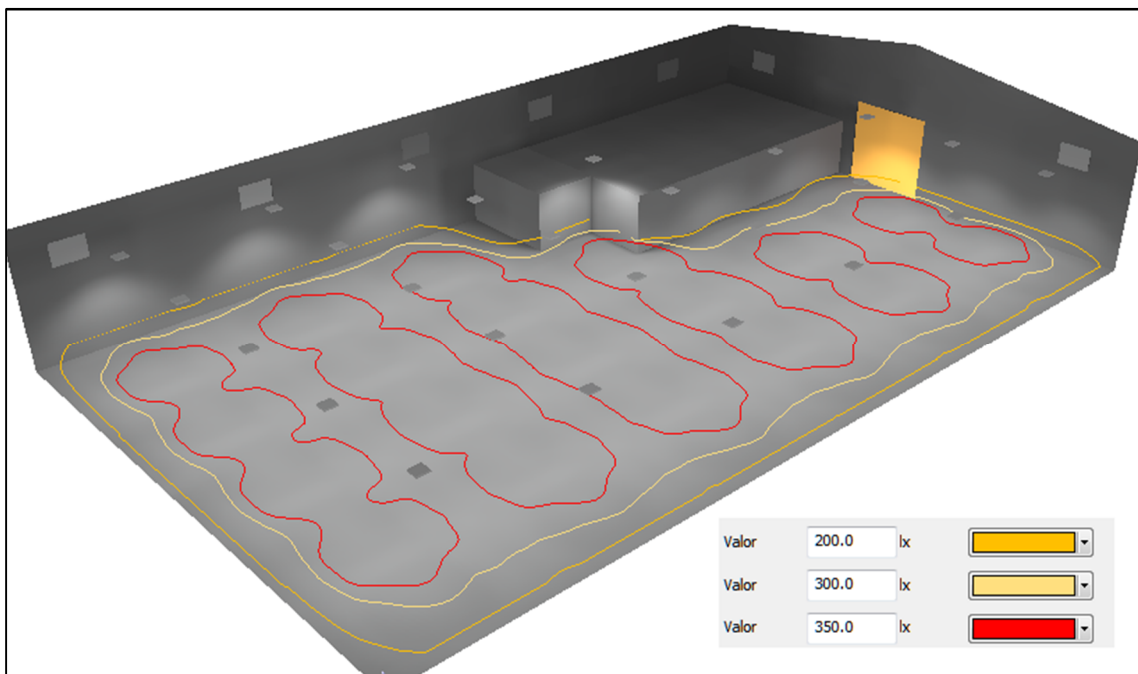
3.5.1.2.4 Simulación con DIALUX

Una vez realizada la nave y su distribución de luminarias en DIALUX se pueden representar diferentes gráficos y resultados obtenidos que justifiquen la correcta iluminación desarrollada.

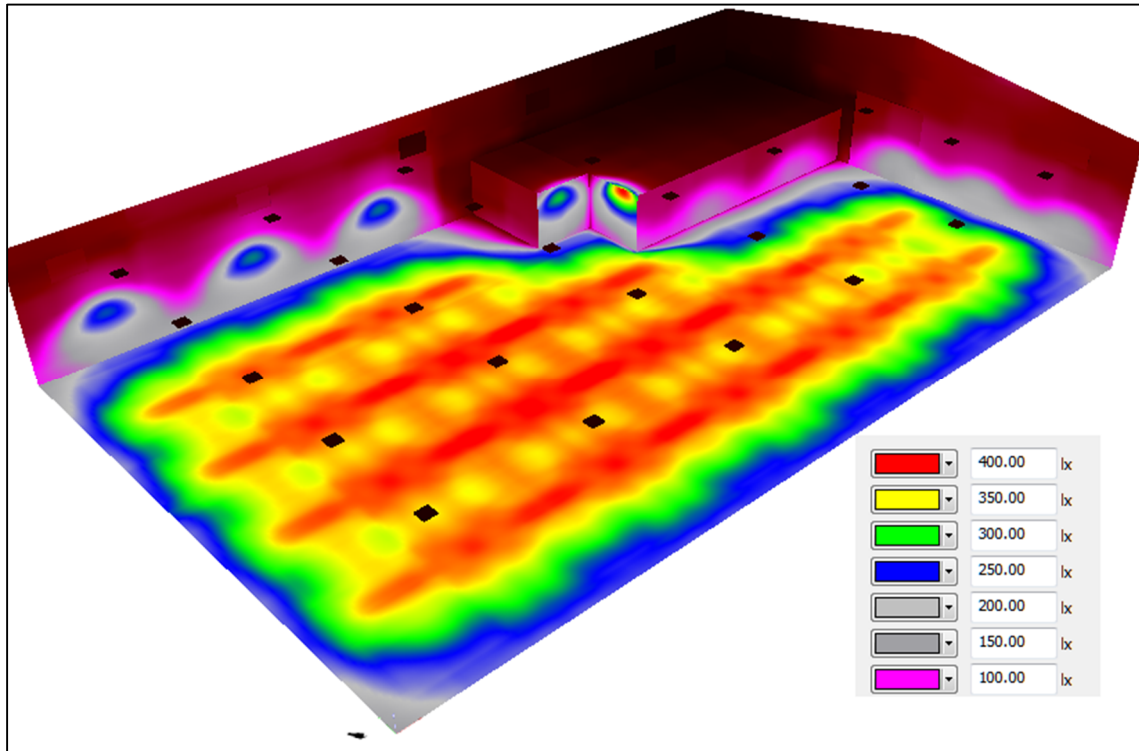
Se representan a continuación la representación de la iluminación real sobre el esquema creado en DIALUX, también la distribución de isolíneas sobre la superficie de la nave y la representación en colores falsos de la distribución lumínica, así como otras representaciones posibles.



-Representación de la iluminación real en la nave-



-Representación de las isolíneas en la superficie de cálculo de la nave-



-Representación en colores falsos de la distribución luminica-

3.5.1.3 Iluminación de oficinas

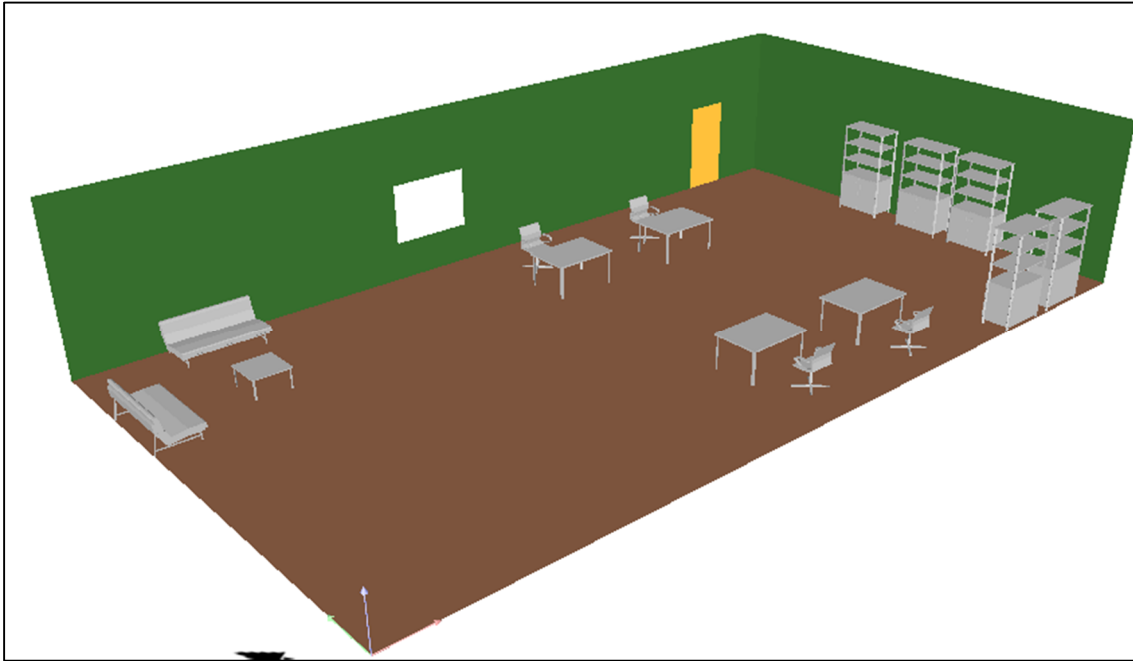
La iluminación de las oficinas no se realizara mediante comparativa, ya que al ser espacios más reducidos directamente se seleccionara una luminaria y se creara su diseño y simulación en DIALUX.

La primera tarea para el diseño de la iluminación de oficinas es determinar el nivel de iluminación necesario en las oficinas. Para ello, se consultara el documento de Philips en el que se desarrollan las diferentes características que debe tener la iluminación según la zona y la tarea a realizar. Estas oficinas serán una zona en la que se realizar un archivo de documentos, así como la creación y copia de otros documentos. También la zona puede ser utilizada como zona de reuniones. Por lo que, según la guía de Philips, para una zona de oficinas de estas características corresponde un nivel de iluminación de 300 lux.

I. Oficinas				
Nº ref	Tipo de interior, tarea y actividad	E_m lux	UGR _L	R _a
I.1	Archivo, copias, etc	300	19	80

-Características de iluminación para una oficina según la guía de Philips-

Una vez determinado el nivel de iluminación se procede a la creación de la estancia en DIALUX.

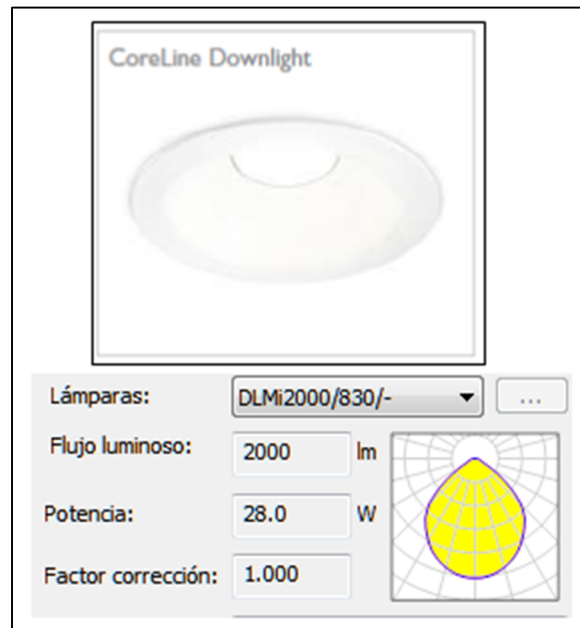


-Oficinas creadas mediante DIALUX-

Con la estancia creada, se ejecutara el asistente para iluminación en cuadro para realizar una instalación de iluminación. Para esta estancia se ha pensado en una luminaria típica de estas zonas, como son los downlights.

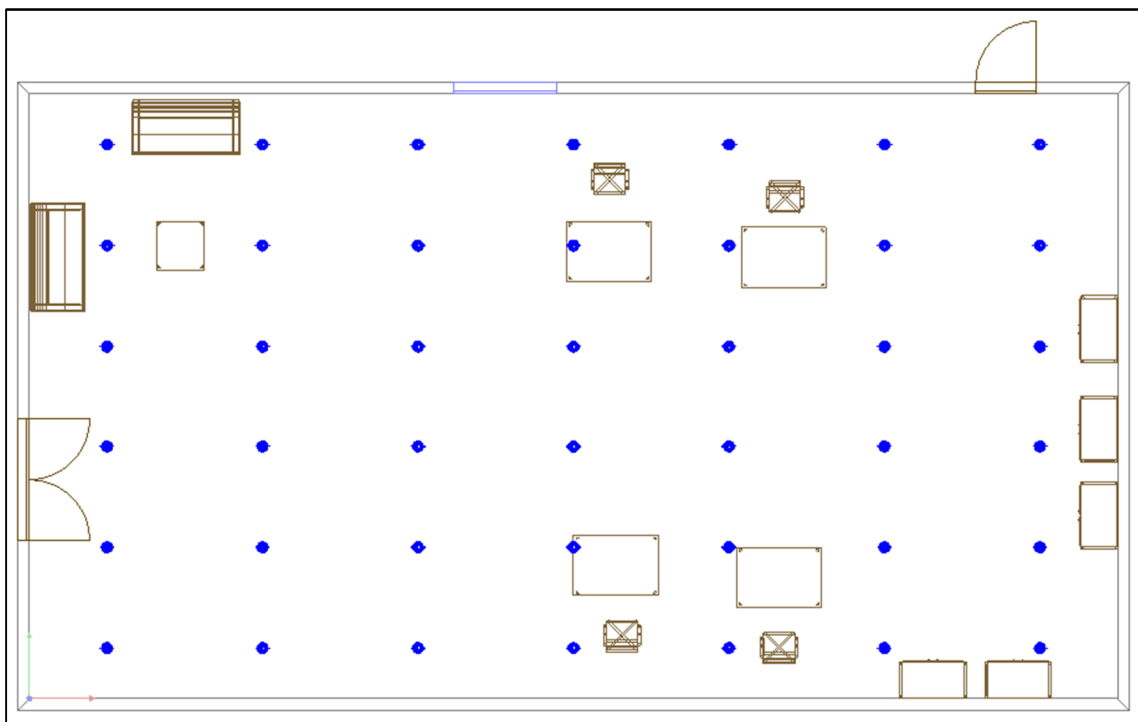
La luminaria seleccionada será el modelo Coreline de Philips, un downlight con tecnología LED para alumbrado general de todo tipo de aplicaciones de interior. Permite sustituir un downlight tradicional de fluorescencia compacta con el consiguiente ahorro de energía (hasta un 70%). Se ha seleccionado la luminaria Compact de 2000 lm y 28 W.

Versiones	Mini, Compact
Color	Blanco (RAL 9010)
Fuente de luz	DLM-i
Equipo	Incluido
Temperatura de color	3000K ó 4000K
CRI	> 80
Flujo del sistema	Mini = 1100Lm Compact = 2000 lm
Consumo del sistema	Mini = 15W (3000K) y 14W (4000K) Compact = 28W (3000K) y 27W (4000K)
Vida útil	30.000 hrs L70
Regulación y control	No
Eficacia del sistema	Mini = 73Lm/W (3000K) y 79Lm/W (4000K) Compact = 71 Lm/W (3000K) y 74 Lm/W (4000K)
Temperatura de funcionamiento	-15°C a 35°C
Instalación	Clips de fijación



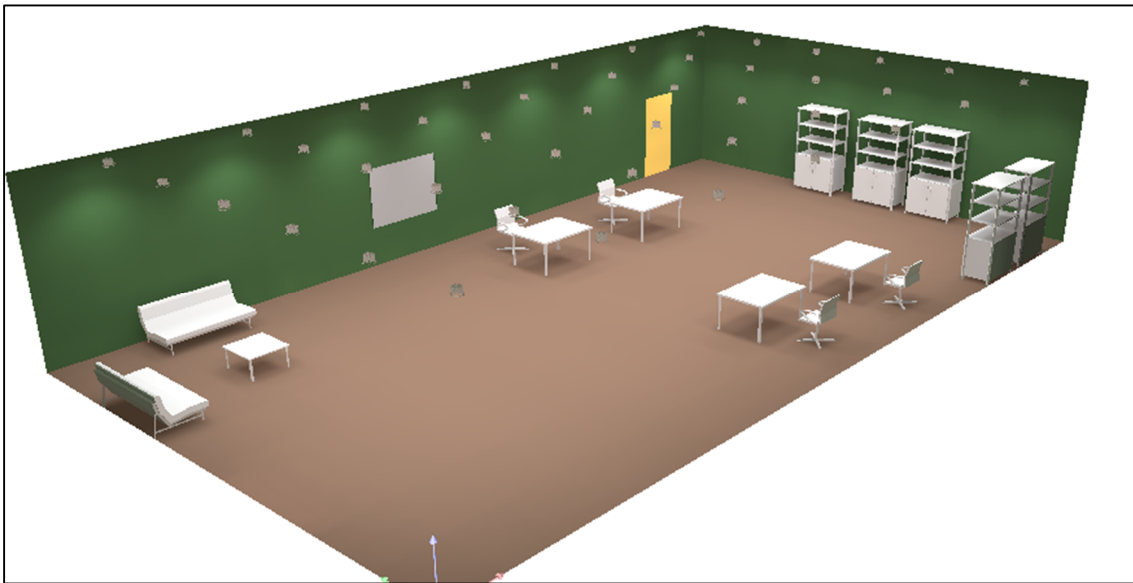
-Características del downlight Coreline-

Una vez seleccionada la luminaria se ejecuta el asistente y se marca el nivel de iluminación deseado de 300 lux, con una forma de instalación empotrada en el techo de la zona de oficinas que tiene una altura de 3,5 m. Con todos estos datos el programa nos proporciona una distribución de 42 luminarias de este tipo uniformemente por toda la superficie a iluminar.

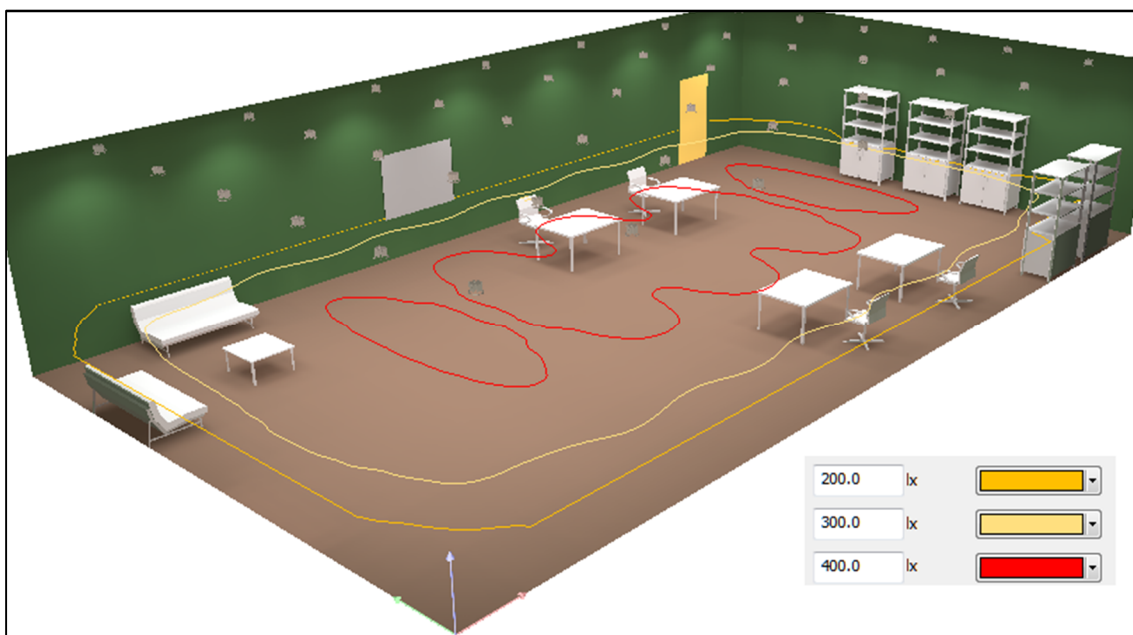


-Distribución en planta de las luminarias de la oficina-

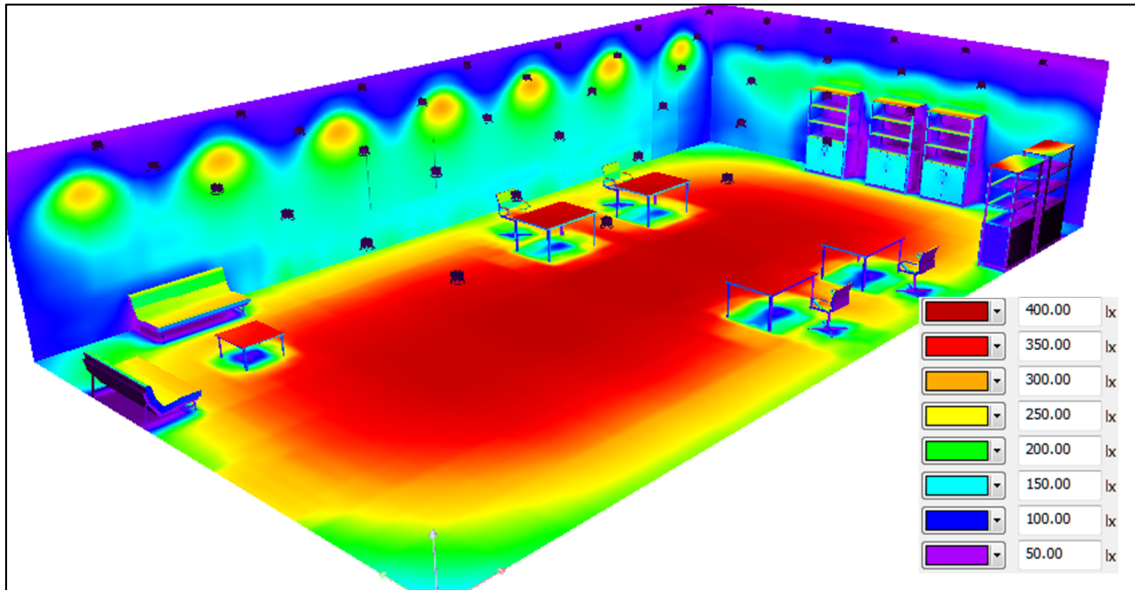
Con estos simples pasos queda diseñada y definida la instalación. A continuación se muestran las representadas de imagen real, colores falsos e isolíneas correspondientes a las oficinas.



-Representación gráfica de distribución luminosa real-



-Representación de las isolíneas correspondientes a la zona de oficinas-



-Representación de la distribución luminosa en colores falsos en la zona de oficinas-

3.5.1.4 Iluminación de baños

La iluminación de baños, al igual que la de oficinas, se realizara directamente seleccionando un tipo de luminaria y realizando su colocación en el programa DIALUX en el que se comprobara el correcto nivel de luminancia deseado.

Hay que determinar el nivel de iluminancia, para ello se consultara un documento del IDEA sobre iluminación eficiente en oficinas, ya que no existe un documento o normativa aplicada al ámbito doméstico que marque una iluminación recomendada para aseos, siendo este documento donde únicamente se realizan recomendaciones para esas zonas.

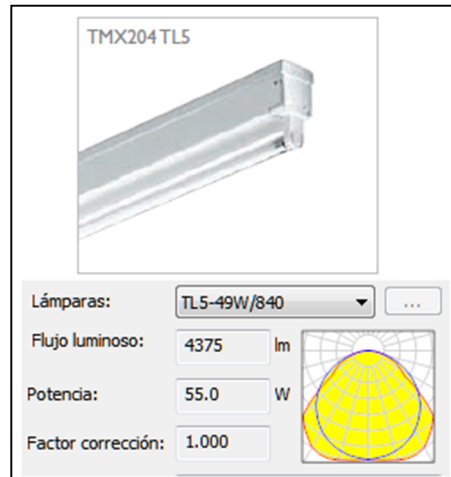
El nivel de iluminancia extraído de esta guía energética para los aseos es de unos 150 lux.

Tipo dependencia o actividad	Iluminancia media Horizontal (lux)
Aseos	150

-Iluminación recomendada para los aseos-

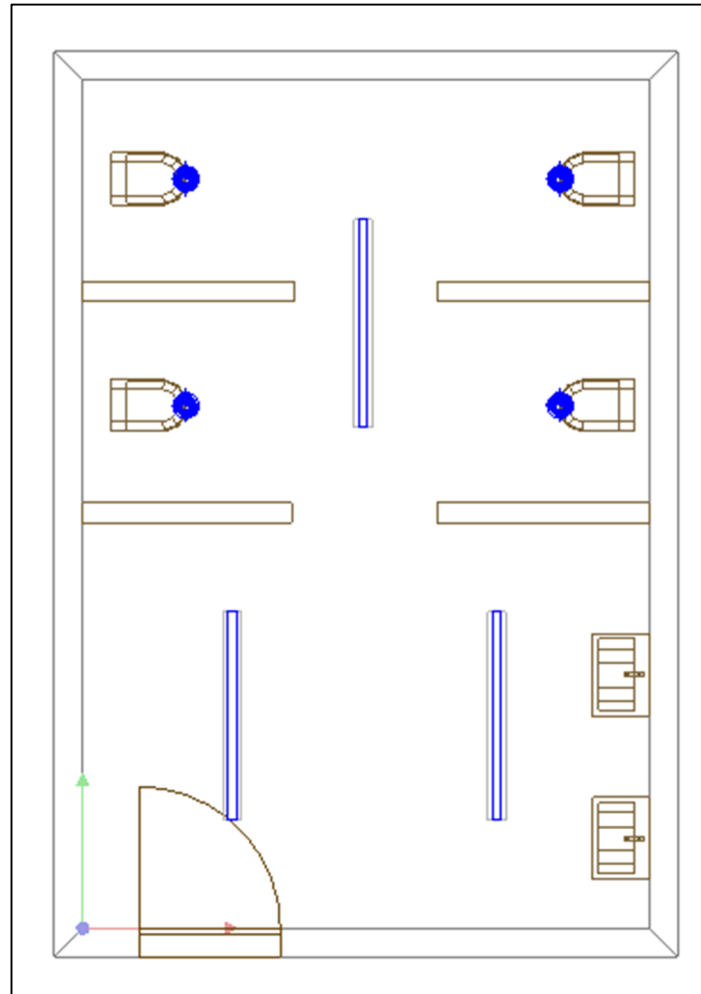
Para esta estancia no se realizara un alumbrado a través del asistente para distribución en cuadro, sino que se insertaran manualmente distintas luminarias. Las luminarias utilizadas serán de dos tipos, por un lado tendremos downlights, como los utilizados en las oficinas por lo que aquí no se vuelven a especificar sus características, que se usaran individualmente para cada uno de los habitáculos que contienen retretes, que son un total de 4; la otra luminaria utilizada serán tubos fluorescentes de 49 W colocados en el techo para iluminar toda la zona general del baño. Las características de esta luminaria se representan a continuación.

Regletas de fluorescencia lineal TL-D, de montaje rápido sobre su base (incluida) o en carril TTX200 electrificado (modelo anterior a TTX400).	
Materiales	Acero galvanizado prelacado
Color	Blanco
Fuente de luz	1 ó 2 lámparas TL-D y 1 ó 2 lámparas TL5
Instalación	Posibilidad de instalar en carril TTX200 electrificado (modelo anterior al TTX400)
Accesorios	Pueden equiparse con los reflectores y ópticas de TTX400 utilizando los tornillos ZMX204SR (1 referencia por luminaria). Las lamas M6 ó C6 para reflectores correspondientes a potencias de 49 ó 54W son específicas para la gama TMX204 (no comunes con TTX400)



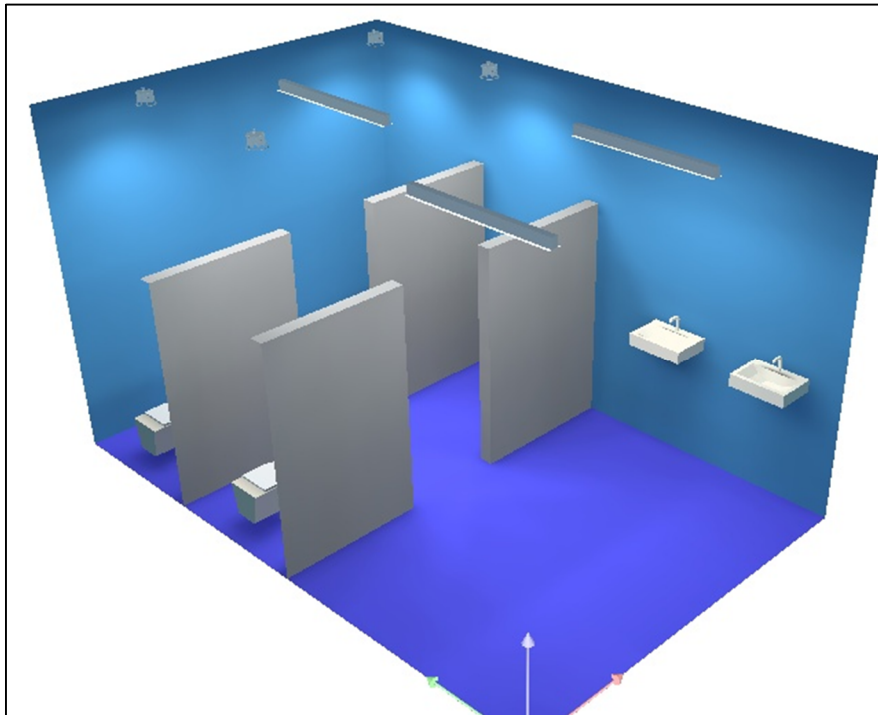
-Características luminaria TMX204 TL5 de 49 W-

La distribución de luminarias ha sido diseñada de modo que se tenga una intensidad luminosa uniforme, se colocaran 4 downlights encima de cada una de los cubículos para inodoros individuales que tendrán un encendido individual en la entrada de cada cubículo. Por otro parte se colocaran 2 tubos fluorescentes en la zona general del baño, donde se encuentran los lavabos, y otro tubo fluorescente en el pequeño pasillo existente en los accesos a los cubículos.

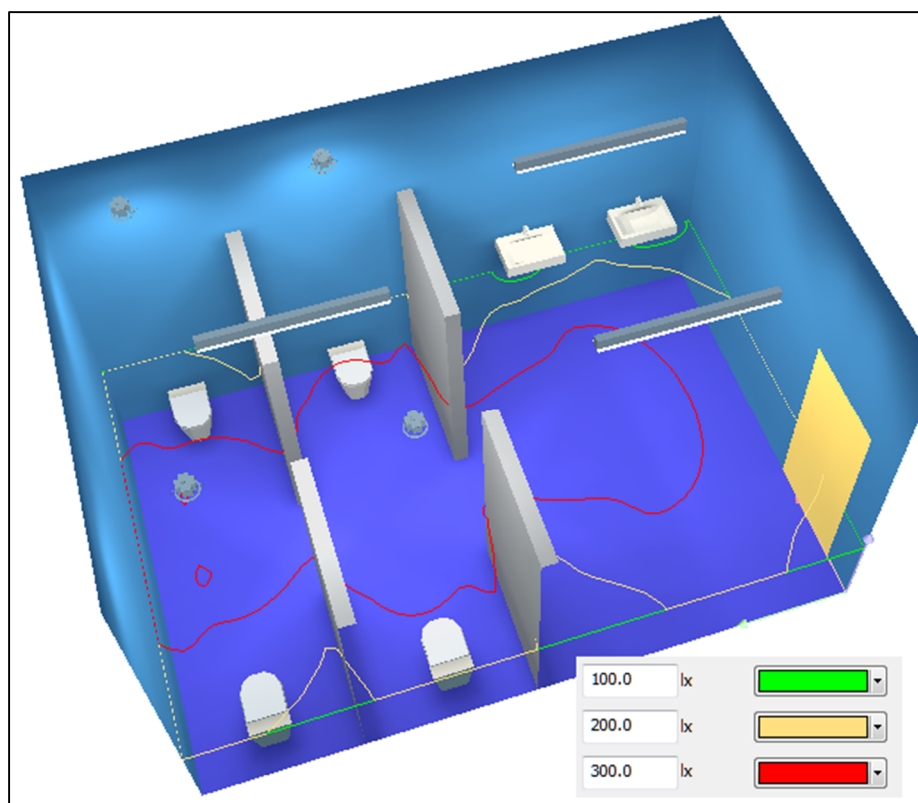


-Distribución en planta de las luminarias del baño-

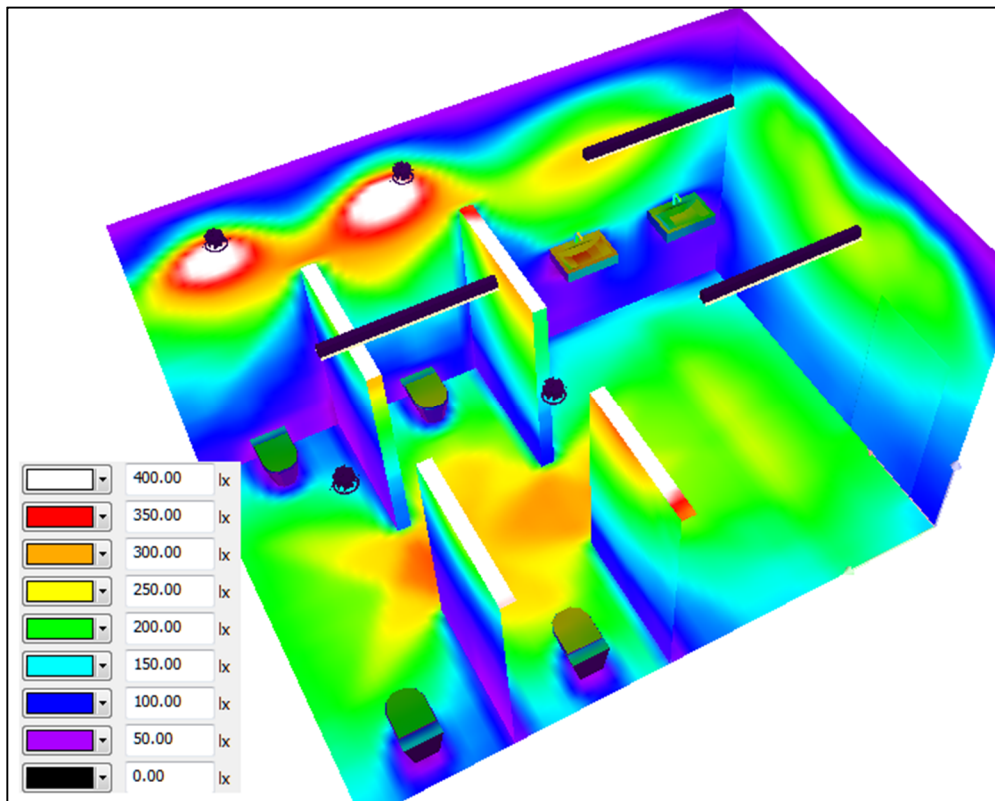
A continuación se mostraran las representaciones de iluminación real, isóneas y nivel luminoso en colores falsos para esta estancia. Se comprobara como el nivel de iluminación llega a ser de 200 lux, superior al determinado anteriormente, de esta manera se consigue una iluminación más potente que 150 lux, que sería la mínima recomendada.



-Representación realista de la iluminación de los baños-



-Diagrama de isolíneas en el baño-



-Diagrama de distribución de intensidad luminosa en colores falsos en los baños-

3.5.1.5 Iluminación de emergencia

Como todo tipo de establecimientos industriales o comerciales, es necesario la creación de una iluminación de emergencia que pueda ser utilizada en caso de fallo de suministro eléctrico, ya sea por fallo de red, o por algún tipo de accidente en la nave objeto del proyecto, y debe ser suficiente para conseguir un nivel de iluminación que permita la correcta evacuación de la nave en caso de ser necesario. Se deben señalar especialmente las zonas donde se encuentran instalados los cuadros eléctricos y las puertas de acceso a otras zonas, así como las de salida de la nave.

Debido a que la instalación es en una nave con una gran altura, la instalación de las típicas luminarias de emergencia de pequeño tamaño es muy difícil. Ya que estas luminarias se colocaran sobre paredes y en la oficina y los baños, pero no es fácil la tarea de iluminar la zona central de la nave que es de gran extensión y con el techo a gran altura.

Para la tarea de iluminación de emergencia de la zona general de la nave se utilizara una regleta de tubos fluorescentes que funcionara junto con la iluminación general, funcionando como apoyo, y que incluye los elementos necesarios para funcionar durante una hora después de un corte de suministro.

Las luminarias específicas para esta tarea son las mostradas a continuación.



Información general	
Código de familia de producto	TMX400 [TMX400]
Spots sobre carril	No
Número de lámparas	2 [2 pcs]
Tipo de la lámpara	TL-D [MASTER TL-D]
Potencia de lámpara	58 W [58 W]
Compensación	No
Equipo	HFD [HF DALI]
Alumbrado de emergencia	EL1 [Alumbrado de emergencia 1 hora de duración]

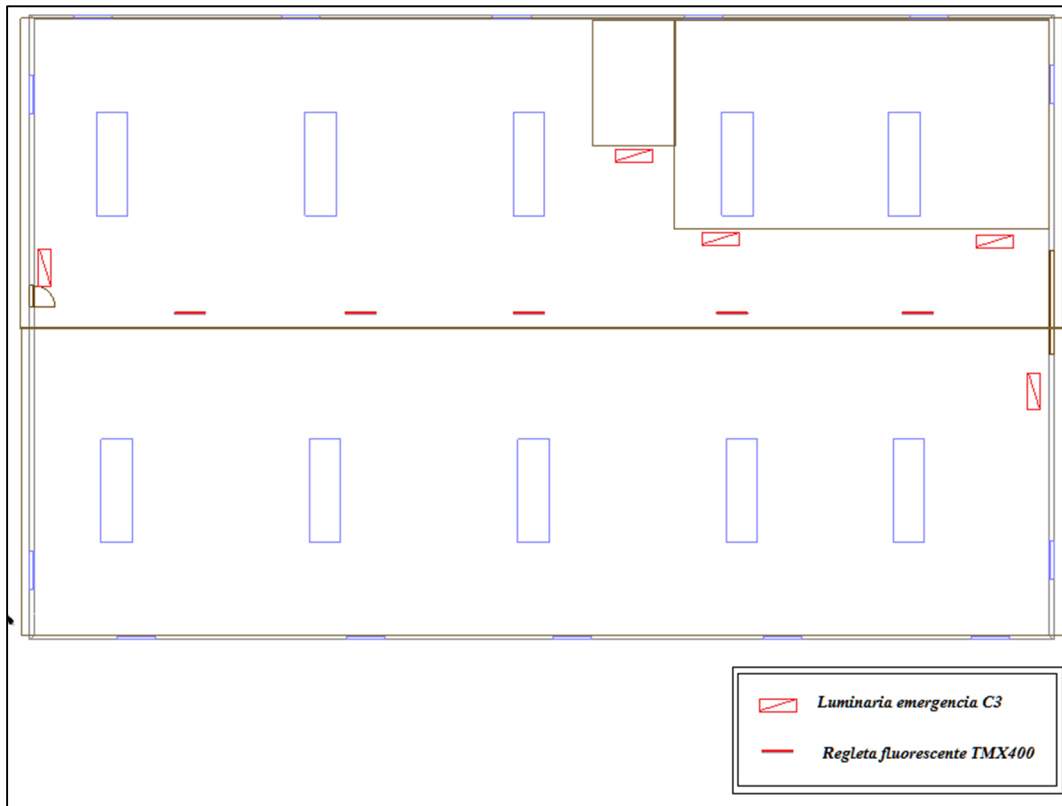
-Regleta fluorescente de emergencia para zona general de la nave-



-Luminaria de emergencia para oficinas, baños y salidas de la nave, así como cuadros eléctricos o zonas importantes-

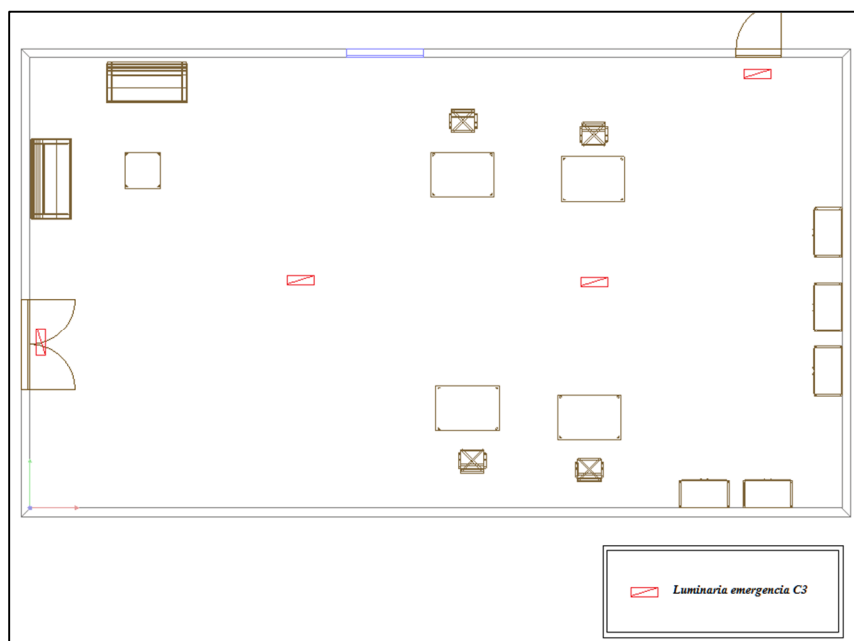
A continuación se muestran planos en planta de cada estancia donde se indica dónde están colocadas cada una de las luminarias de emergencia.

Zona de la nave



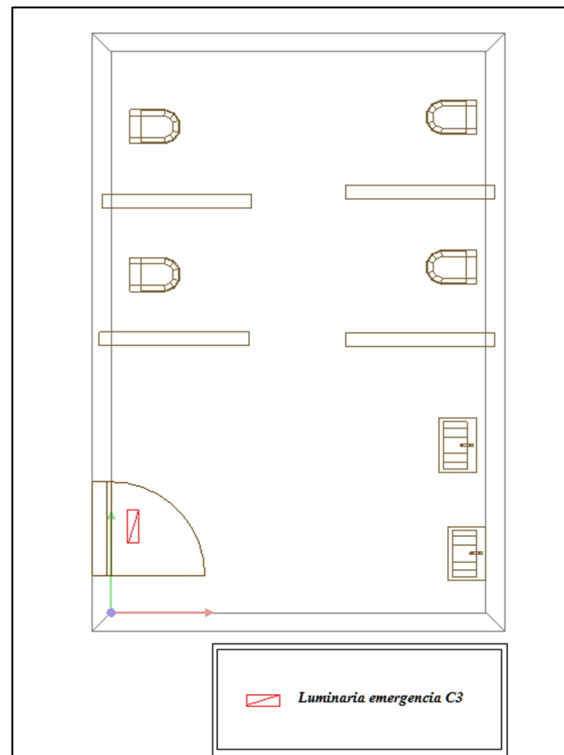
-Distribución de luminarias de emergencia en la zona de la nave-

Oficinas



-Distribución de luminarias de emergencia en oficinas-

Baños



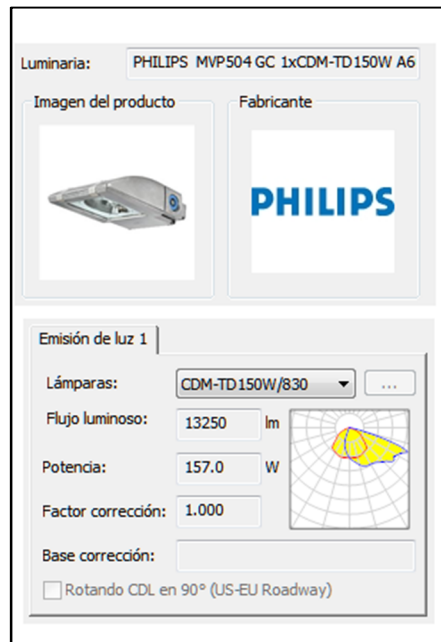
-Distribución luminarias de emergencia en el baño-

3.5.2 Iluminación exterior

La iluminación exterior de la nave no será de gran importancia, ya que la actividad en la nave principalmente se realiza en horario de día, pero sí que se instalara una iluminación alrededor de toda la nave, para evitar la inclusión de intrusos no deseados, ya que con una buena iluminación se puede provocar un efecto de repulsión en los individuos que intenten entrar indebidamente en la nave.

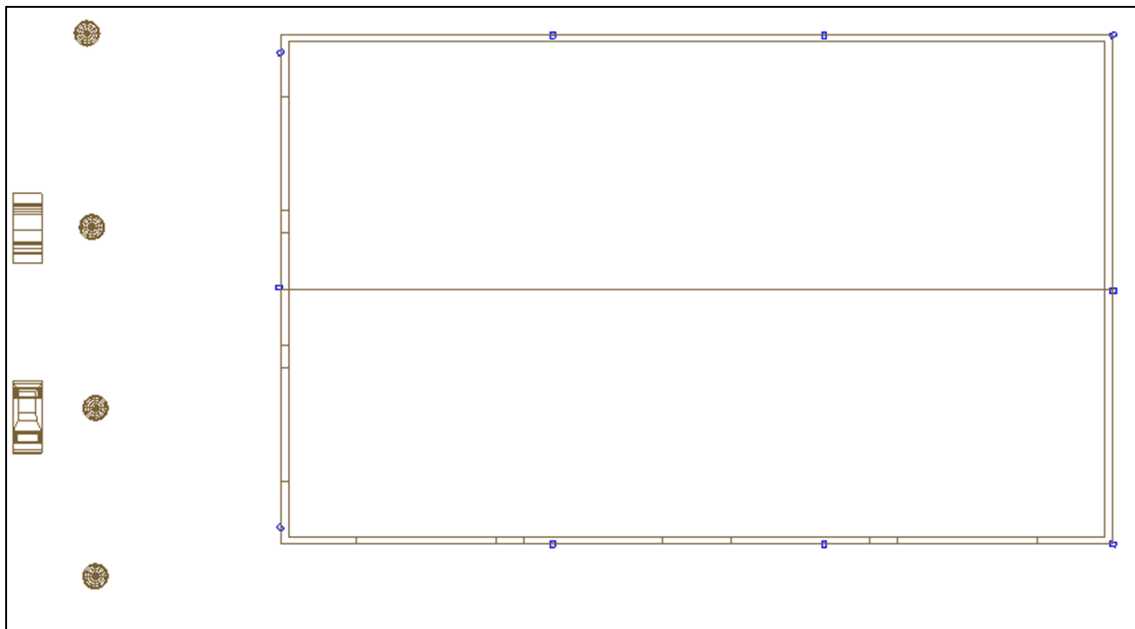
Para este tipo de iluminación no se usara ninguna regla especial ni ningún nivel de iluminación necesario, simplemente se colocaran luminarias de una forma lógica para lograr un nivel de iluminación no muy alto pero que permita la visión en los entornos de la nave.

Para esta tarea se utilizaran proyectores de 150 W para iluminación de grandes áreas. A continuación se muestra el tipo de proyector a utilizar con sus características.



-Luminaria utilizada en la iluminación exterior de la nave-

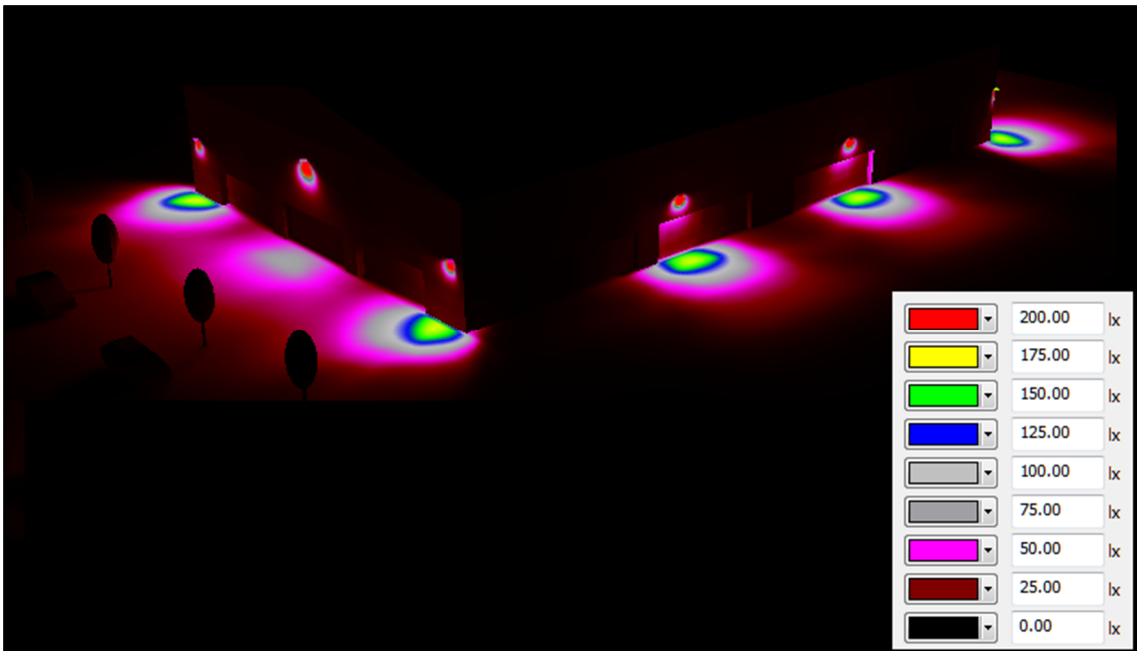
Esta será la luminaria utilizada para la iluminación exterior de la nave. A continuación se muestra la distribución en planta de las luminarias, que serán unas 10 en total, una en cada esquina de la nave, además de una en cada fachada y dos en cada lateral de la nave. Junto a este plano se mostraran las imágenes de iluminación real y la representación de nivel de iluminación de colores, y con esta tarea la iluminación exterior queda suficientemente definida.



-Distribución en planta de las luminarias de la instalación exterior-



-Recreación de iluminación real en los exteriores de la nave-



-Representación en colores falsos de la distribución de nivel luminoso en el exterior de la nave-

3.6 Conclusiones

Con todos los apartados correctamente definidos y aclarados se llega al final de esta memoria en la que se ha diseñado y proyectado una instalación fotovoltaica sobre cubierta de una nave industrial, y una instalación de iluminación interior y exterior de la misma nave objeto del proyecto.

Firmado

Miguel Ángel Ramírez Basalo

Ingeniero eléctrico



4. Pliego de condiciones

4.1 Pliego de condiciones técnicas instalación fotovoltaica

1 Objeto

1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

1.4 En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2 Generalidades

2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2.2 Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

–Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

– Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

– Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

– Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 Instalación

3.2.1 Instalaciones fotovoltaicas

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

3.2.2 Instalaciones fotovoltaicas interconectadas

Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

3.2.3 Línea y punto de conexión y medida

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

3.2.4 Interruptor automático de la interconexión

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

3.2.5 Interruptor general

Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

3.2.6 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.7 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.8 Inversor Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

3.2.9 Potencia nominal del generador

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

3.2.10 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 Módulos

3.3.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

3.3.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

3.3.3 Módulo o panel fotovoltaico

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.3.4 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²*
- Distribución espectral: AM 1,5 G*
- Temperatura de célula: 25 °C*

3.3.5 Potencia pico

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

3.3.6 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

3.4.1 Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos

Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

3.4.2 Revestimiento

Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

3.4.3 Cerramiento

Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.

3.4.4 Elementos de sombreado

Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.

3.4.5 La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4 Diseño

4.1 Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1 Generalidades

4.1.1.1 El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.

4.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

4.1.1.3 En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.1.2 Orientación e inclinación y sombras

4.1.2.1 La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla I. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

4.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 4.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

4.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

4.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

4.2.1 El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.

Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.

Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.

Temperatura ambiente en la sombra.

Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.

Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

4.2.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra "Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A", Report EUR16338 EN.

4.2.3 El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

4.3.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

4.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.

4.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

5.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua,

que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

5.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

5.1.3 El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

5.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

5.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

5.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

5.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

5.1.8 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

5.2.1 Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del

diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

5.2.2 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

5.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

5.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

5.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5.2.7 Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura soporte

5.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

5.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

5.3.3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

5.3.4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

5.3.5 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

5.3.6 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

5.3.7 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

5.3.8 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

5.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

5.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

5.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

5.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

5.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

5.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

5.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y

retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

5.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

5.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

Encendido y apagado general del inversor.

Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

5.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

5.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

5.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

5.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

5.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

5.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

5.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

5.4.9 Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

5.5.1 Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

5.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

5.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6 Conexión a red

5.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.7 Medidas

5.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

5.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

5.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

5.9.3 Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética

5.10.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

5.11 Medidas de seguridad

5.11.1 Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

5.11.2 La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

5.11.3 Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

5.11.4 Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

6 Recepción y pruebas

6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

6.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las

que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

6.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

6.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

6.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.

6.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

6.3.4 Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

6.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

6.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

6.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

6.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

6.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

6.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

6.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Cálculo de la producción anual esperada

7.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la

irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

7.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

7.2.1 $G(0)$. $G(0)$ Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m² Adía), obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

7.2.2 G_{dm} (" , \$). Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual (ver anexo III). El parámetro " representa el azimut y \$ la inclinación del generador, tal y como se definen en el anexo II.

7.2.3 Rendimiento energético de la instalación o "performance ratio", PR. Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

7.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

Dónde: P_{mp} = Potencia pico del generador $G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

7.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Tabla II. Generador $P_{mp} = 1 \text{ kWp}$, orientado al Sur ($\gamma = 0^\circ$) e inclinado 35° ($\beta = 35^\circ$).

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m ² ·día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$ [kWh/(m ² ·día)]	PR	E_p (kWh/día)
Enero	1,92	3,12	0,851	2,65
Febrero	2,52	3,56	0,844	3,00
Marzo	4,22	5,27	0,801	4,26
Abril	5,39	5,68	0,802	4,55
Mayo	6,16	5,63	0,796	4,48
Junio	7,12	6,21	0,768	4,76
Julio	7,48	6,67	0,753	5,03
Agosto	6,60	6,51	0,757	4,93
Septiembre	5,28	6,10	0,769	4,69
Octubre	3,51	4,73	0,807	3,82
Noviembre	2,09	3,16	0,837	2,64
Diciembre	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

8 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

8.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

8.1.2 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la misma, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

8.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

8.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

8.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites

aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

8.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye: – La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3.5.2 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.

– El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

– Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

8.2.5 El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

8.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.*
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.*
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.*
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.*

8.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

8.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

8.3.1 Ámbito general de la garantía

8.3.1.1 Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

8.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

8.3.2 Plazos

8.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

8.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.3.3 Condiciones económicas

8.3.3.1 La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

8.3.3.2 Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

8.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

8.3.3.4 Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3.4 Anulación de la garantía

8.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.3.4.

8.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

8.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

8.3.5.2 El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

8.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

8.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

4.2 Pliego de condiciones instalación de iluminación

1.1. Iluminación Interior

1.1.1. Uso y precauciones

Durante las fases de realización del mantenimiento (tanto en la reposición de las lámparas como durante la limpieza de los equipos) se mantendrán desconectados los interruptores automáticos correspondientes a los circuitos de la instalación de alumbrado.

1.1.2. Prescripciones

Ante cualquier modificación en la instalación o en sus condiciones de uso (ampliación de la instalación o cambio de destino del edificio) un técnico competente especialista en la materia deberá realizar un estudio previo y certificar la idoneidad de la misma de acuerdo con la normativa vigente.

La reposición de las lámparas de los equipos de alumbrado deberá efectuarse cuando éstas alcancen su duración media mínima o en el caso de que se aprecien reducciones de flujo importantes. Dicha reposición se efectuará preferentemente por grupos de equipos completos y áreas de iluminación.

El papel del usuario deberá limitarse a la observación de la instalación y sus prestaciones.

Cualquier anomalía observada deberá ser comunicada a la compañía suministradora. Todas las

lámparas repuestas serán de las mismas características que las reemplazadas.

Siempre que se revisen las instalaciones, un instalador autorizado reparará los defectos encontrados y repondrá las piezas que sean necesarias.

1.1.3. Prohibiciones

Las lámparas o cualquier otro elemento de iluminación no se suspenderán directamente de los cables correspondientes a un punto de luz. Solamente con carácter provisional, se utilizarán como soporte de una bombilla.

No se colocará en ningún cuarto húmedo (tales como aseos y/o baños), un punto de luz que no sea de doble aislamiento dentro de la zona de protección.

No se impedirá la buena refrigeración de la luminaria mediante objetos que la tapen parcial o totalmente, para evitar posibles incendios.

Aunque la lámpara esté fría, no se tocarán con los dedos las lámparas halógenas o de cuarzo-yodo, para no perjudicar la estructura de cuarzo de su ampolla, salvo que sea un formato de doble envoltura en el que existe una ampolla exterior de vidrio normal. En cualquier caso, no se debe colocar ningún objeto sobre la lámpara. En locales con uso continuado de personas no se utilizarán lámparas fluorescentes con un índice de rendimiento de color menor del 70%.

1.1.4. Mantenimiento por el usuario

-Cada año:

Limpieza de las lámparas, preferentemente en seco.

Limpieza de las luminarias, mediante paño humedecido en agua jabonosa, secándose posteriormente con paño de gamuza o similar.

1.1.5. Mantenimiento por el profesional cualificado

-Cada 2 años:

Revisión de las luminarias y reposición de las lámparas por grupos de equipos completos y áreas de iluminación, en oficinas.

- Cada 3 años:

Revisión de las luminarias y reposición de las lámparas por grupos de equipos completos y áreas de iluminación, en zonas comunes y garajes.

1.2. Sistemas para el control y mantenimiento

1.2.1. Uso y precauciones

Durante las fases de realización del mantenimiento, se mantendrán desconectados los interruptores automáticos correspondientes a los circuitos de la instalación de alumbrado.

1.2.2. Prescripciones

Ante cualquier modificación en la instalación o en sus condiciones de uso (ampliación de la instalación o cambio de destino del edificio) un técnico competente especialista en la materia deberá realizar un estudio previo y certificar la idoneidad de la misma de acuerdo con la normativa vigente.

El papel del usuario deberá limitarse a la observación de la instalación y sus prestaciones.

Cualquier anomalía observada deberá ser comunicada a la compañía suministradora.

Siempre que se revisen las instalaciones, un instalador autorizado reparará los defectos encontrados y repondrá las piezas que sean necesarias.

1.2.3. Mantenimiento por el usuario

-Cada año:

Limpieza mediante paño humedecido en agua jabonosa, secándose posteriormente con paño de gamuza o similar.

Firmado

Miguel Ángel Ramírez Basalo

Ingeniero eléctrico



5. Estudio de Seguridad y Salud

En este apartado se encontrará el estudio de seguridad y salud obligatorio y necesario para obtener el permiso de obra por parte de las autoridades pertinentes de la instalación eléctrica fotovoltaica conectada a red y de la instalación de iluminación objeto del proyecto.

Se tendrá en cuenta que la instalación fotovoltaica y de iluminación trabajará a baja tensión por lo que los trabajos realizados sobre la misma serán los adecuados para estos valores de tensión. Al trabajar con energía eléctrica se pondrá especial atención a la seguridad de la instalación conectando todos los equipos metálicos a un conductor de protección a tierra cumpliendo toda la normativa descrita a continuación.

5.1-. Normativa.

La normativa de aplicación para la seguridad y salud en las obras de construcción está reflejada en el R.D.1627/1997 publicado en el BOE. En este Real Decreto se define el Estudio de Seguridad y Salud, así como el Estudio Básico de Seguridad y Salud y el Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Al tratarse de una obra de pequeñas dimensiones cuyo presupuesto no supera los 450.000 €, la duración de la obra no superará los 30 días laborables con la presencia simultánea de más de 20 trabajadores, la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra no será superior a 500 y no se construirán túneles ni galerías subterráneas, es suficiente con la realización de un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Según la normativa vigente, este Estudio Básico de Seguridad y Salud deberá identificar todos los riesgos laborales, tanto los que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello, como los que no puedan ser evitados, indicando las medidas de prevención y protección necesarias.

Una vez indicado el tipo de estudio de seguridad y salud a realizar, se utilizará la siguiente normativa para garantizar la seguridad de los trabajadores en la ejecución de la obra:

- Estatuto de los trabajadores.
- Plan Nacional de Higiene y Seguridad en el Trabajo (B.O.E. 11.3.71).
- Comités de Seguridad e Higiene en el Trabajo (B.O.E. 16.3.71).
- Reglamento de Seguridad e Higiene en la Industria de la Construcción (B.O.E. 15.6.52).
- Homologación de los medios de protección personal de los trabajadores (B.O.E. 29.5.74).
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (B.O.E. 9.10.73).
- Convenio Colectivo Provincial de la Construcción.
- Obligatoriedad de la inclusión de un Estudio de Seguridad e Higiene en el Trabajo en los

proyectos de edificación (B.O.E. 24.3.86).

- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (LEY 31/1998, 8.11.95).

5.2.- Definición de Riesgos.

Se analizarán a continuación los riesgos unidos a las actividades de ejecución de la obra así como los riesgos relacionados con la utilización de maquinaria y herramientas así como a la manipulación de instalaciones eléctricas.

Para que el Estudio Básico de Seguridad y Salud sea más eficiente, primero se analizarán los riesgos generales que pueden darse en cualquier actividad que puedan afectar tanto a los operarios de la obra como a terceras personas que permanezcan por los alrededores y a continuación se realizará un estudio de los riesgos más específicos de cada actividad.

5.2.1.- Riesgos Generales.

Los riesgos generales son aquellos que pueden darse en cualquiera de las actividades de ejecución de la obra y afectar a toda persona que trabaje en dichas actividades. Los riesgos previstos son:

- *Caída de objetos o componentes de la instalación sobre personas.*
- *Caída de personas al mismo y distinto nivel.*
- *Proyecciones de partículas a los ojos.*
- *Conjuntivitis provocada por arco de soldadura u otros.*
- *Heridas y quemaduras en manos o pies por el manejo de materiales.*
- *Sobreesfuerzos y lesiones musculares.*
- *Golpes y cortes por el manejo de herramientas.*
- *Heridas por objetos punzantes o cortantes.*
- *Golpes contra objetos.*
- *Quemaduras por contactos térmicos.*
- *Exposición a descargas eléctricas.*
- *Atropellos o golpes por vehículos en movimiento.*
- *Polvo, ruido, etc.*

5.2.2.- Riesgos Específicos.

Ahora se procederá a la identificación de los riesgos específicos existentes en cada una de las actividades que forman el proceso de ejecución de la obra y que además de los riesgos

generales antes citados, solo afectan al personal encargado de cada una de estas actividades.

· **Transporte de materiales**

- Sobreesfuerzos y lesiones musculares.
- Riesgo de golpes con materiales transportados.
- Caída de objetos a la misma o distinta altura.
- Daños en instalaciones cercanas a las de descarga de materiales.
- Choques y vuelcos entre maquinaria de transporte.

· **Montaje de equipos**

- Caída de objetos sobre el personal encargado del montaje.
- Caídas a diferente nivel del personal encargado del montaje.
- Cortes y heridas debidas a la manipulación de herramientas cortantes.
- Riesgo de descargas eléctricas directas o indirectas en la conexión de equipos.
- Caídas de los soportes de módulos durante su montaje.
- Quemaduras.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Incendios.

· **Excavación**

- Especial riesgo de caídas distinto nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Riesgo de perforación de algún sistema de conducción de gas o eléctrico.

5.3-. Medidas de Prevención y Protección.

Se destacarán dos tipos de medidas de prevención y protección ante riesgos laborales dependiendo de si las medidas dependen de la obra en general o si dependen de los operarios encargados de ejecutarla.

5.3.1-. Medidas de Prevención y Protección Generales.

- Se acondicionarán los terrenos destinados a la obra y tránsito de personal recogiendo escombros o materiales indeseados periódicamente para evitar tropiezos o lesiones de los trabajadores.
- Si se utilizara algún tipo de andamio para la ejecución de la obra, éste sería metálico provisto

de barandillas y redes para evitar caídas de personal u objetos.

Si se utilizasen escaleras de mano para el montaje de equipos, deberán ser del tipo “tijera” con soportes antideslizantes y no podrán utilizarse para formar andamios.

- El material eléctrico estará almacenado en lugares sin humedad y será tratado por personal eléctrico cualificado.*
- Las conexiones en los cuadros provisionales de obra deberá realizarse mediante enchufes macho-hembra y una vez terminada la obra se procederá a revisar las conexiones de los cuadros ya fijos.*
- Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante para evitar descargas eléctricas.*

5.3.2-. Medidas de Prevención y Protección Personales.

Las medidas de prevención y protección de riesgos laborales se enfocan a la indumentaria del personal que ejecuta la obra:

- Casco de seguridad homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.1 para evitar golpes en la cabeza y caída de materiales de forma accidental. Será de uso obligatorio y personal.*
- Botas de protección con punta de acero homologadas de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.5 para evitar golpes en los pies y aislantes para evitar descargas eléctricas.*
- Guantes y herramientas aislantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria M.T.4 y M.T.26 para labores de conexionado eléctrico.*
- Gafas protectoras ante proyecciones hacia los ojos homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.16.*
- Gafas de soldadura para la utilización de la misma homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.3.*
- Guantes de cuero o material resistente homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.11 para evitar cortes y quemaduras al manipular herramientas.*
- Cascos para la protección contra ruidos de más de 80dB homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.2*
- Arnés o cinturones de seguridad homologados de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.13 para evitar caídas desde lugares elevados.*
- Mascarillas protectoras homologadas de acuerdo a la Norma Técnica Reglamentaria M.T.7 para proteger las vías respiratorias frente a polvo obtenido del corte de materiales cerámicos y metálicos.*

Todos estos elementos de protección personal tendrán un periodo de vida útil limitado, una vez

sobrepasado este periodo, la protección que ofrecen estos elementos desaparece y deberán ser sustituidos por otros nuevos.

Firmado

Miguel Ángel Ramírez Basalo

Ingeniero eléctrico



6. Planos

En este apartado se mostraran los planos correspondientes y necesarios para las distintas partes de la instalación. Se distinguirá entre los planos de la parte de la instalación fotovoltaica, con mucho mayor peso en el proyecto, y que por lo tanto serán mayor cantidad. Por otro lado se tienen los planos de la instalación de iluminación, que serán únicamente planos en planta, aunque para su mejor valoración habrá que acudir a las imágenes colocadas en el apartado correspondiente de la memoria.

6.1 Planos instalación fotovoltaica

Este apartado contara con los 10 planos siguientes:

- Plano nº1: Plano de situación de la nave industrial objeto del proyecto*
- Plano nº2: Plano catastral de la nave industrial objeto del proyecto*
- Plano nº3: Plano de conducciones sobre el tejado de la nave*
- Plano nº4: Plano de estructura de sobreelevación y patas*
- Plano nº5: Triángulos de soporte de paneles solares*
- Plano nº6: Plano de distribución de sala de inversores*
- Plano nº7: Plano de distribución de strings*
- Plano nº8: Plano de instalación y cuadro de corriente continua*
- Plano nº9: Plano de instalación y cuadro de corriente alterna*
- Plano nº10: Representación en SketchUp*



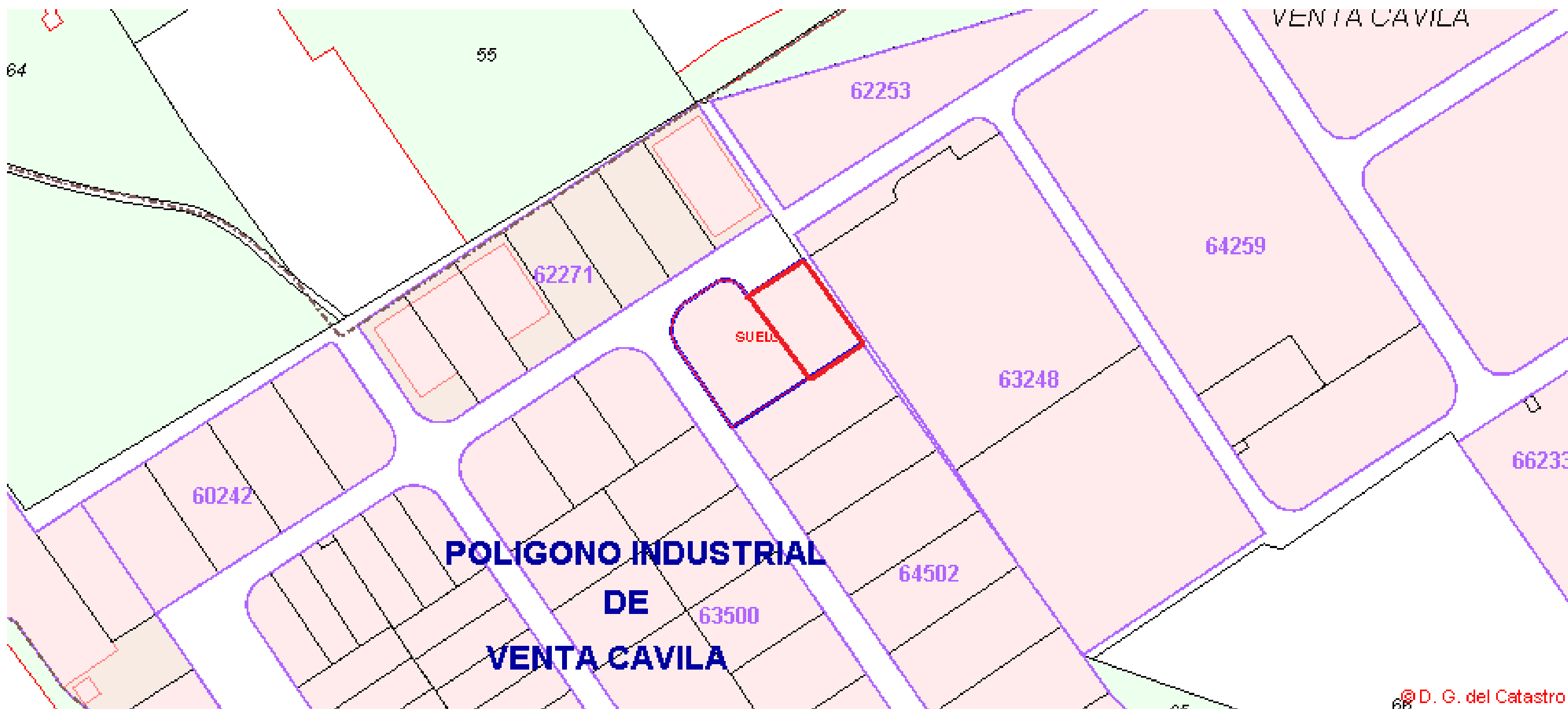
Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial

Nº Plano:
1

Plano de situación

Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico



© D. G. del Catastro



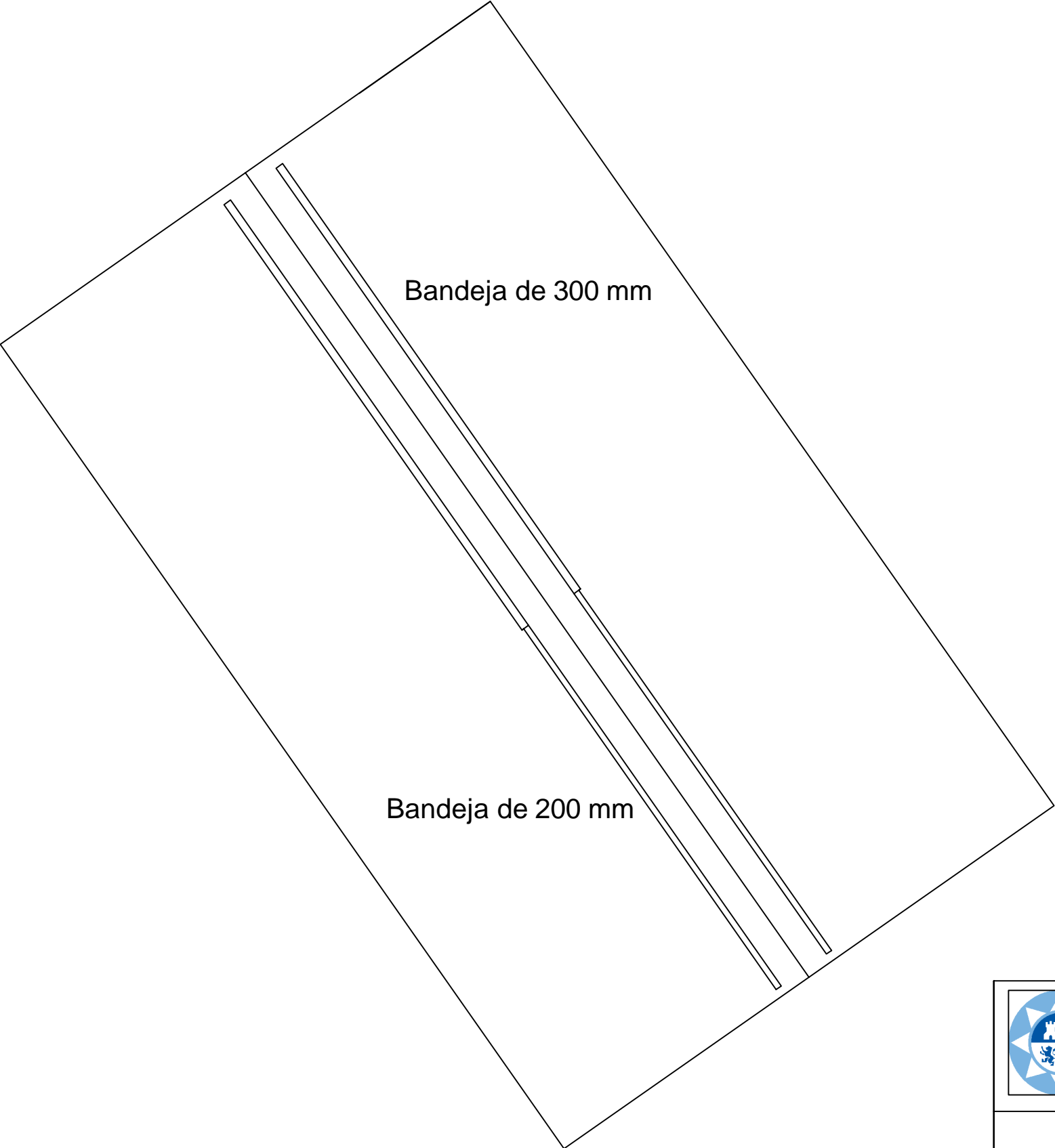
Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial


Nº Plano:
2

Plano catastral

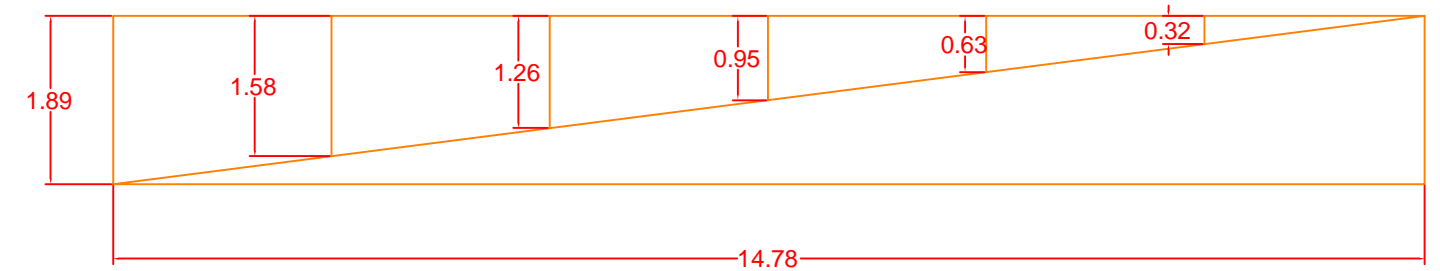
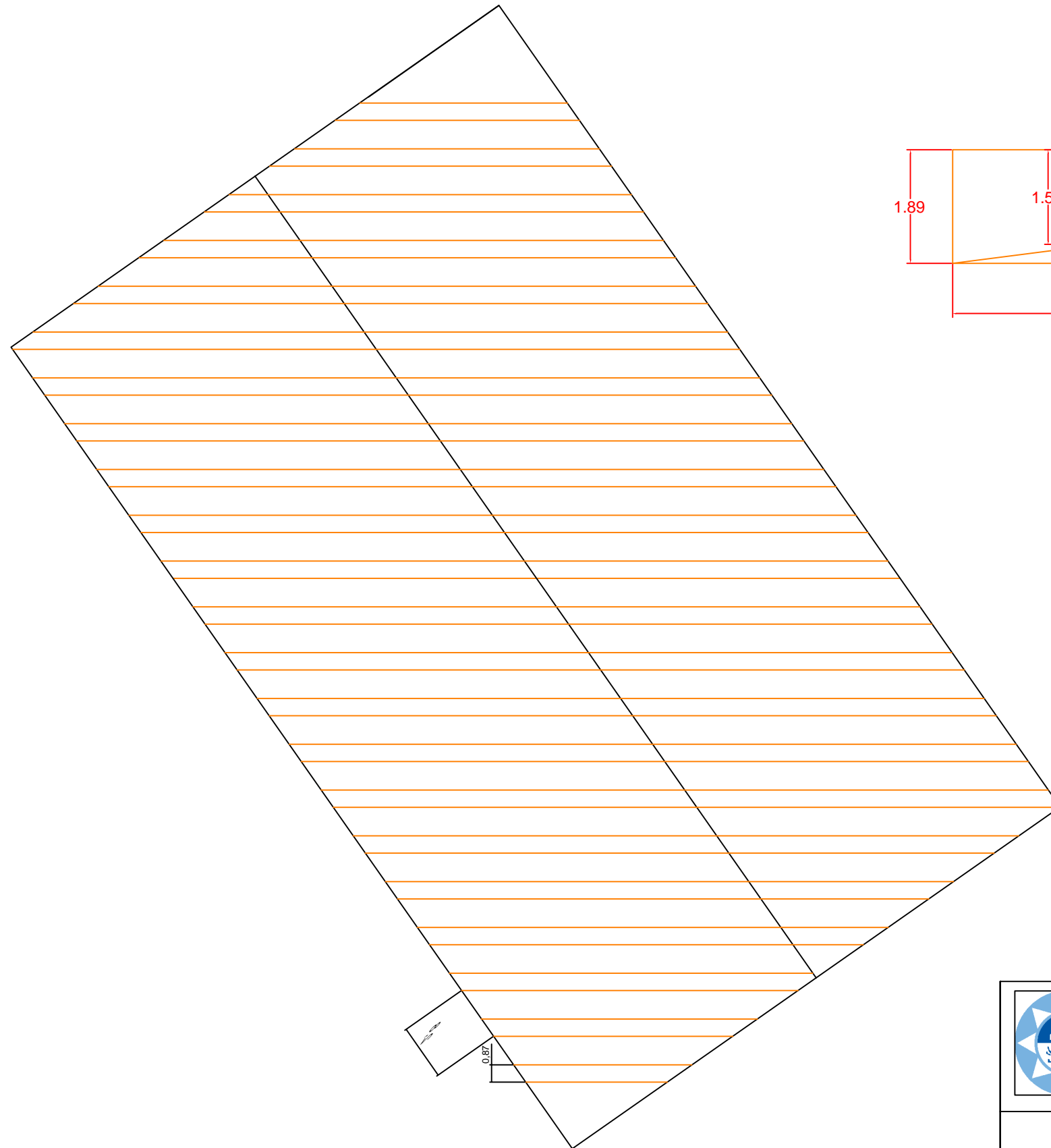
Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico



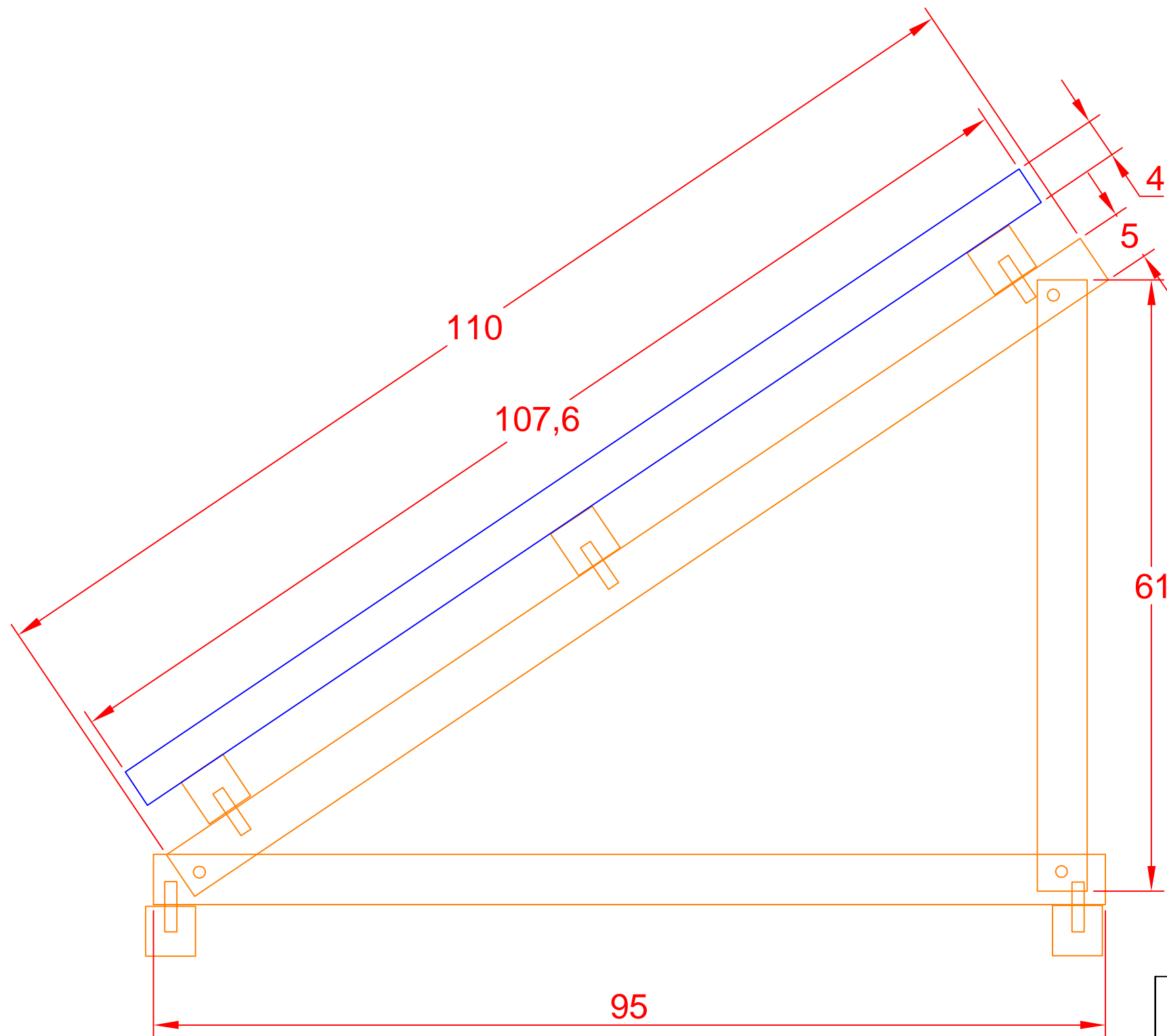
	Instalación fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial	Nº Plano: 3
Plano conducciones sobre tejado		
Escala: 1:250	Firmado: Miguel Angel Ramírez Basalo Ingeniero eléctrico	





*Medidas en m

	Instalación fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial	Nº Plano: 4
Plano estructura sobreelevación y patas sobre tejado		
Escala: 1:250(planta) NA patas estructura	Firmado: Miguel Angel Ramírez Basalo Ingeniero eléctrico	



*Medidas en cm



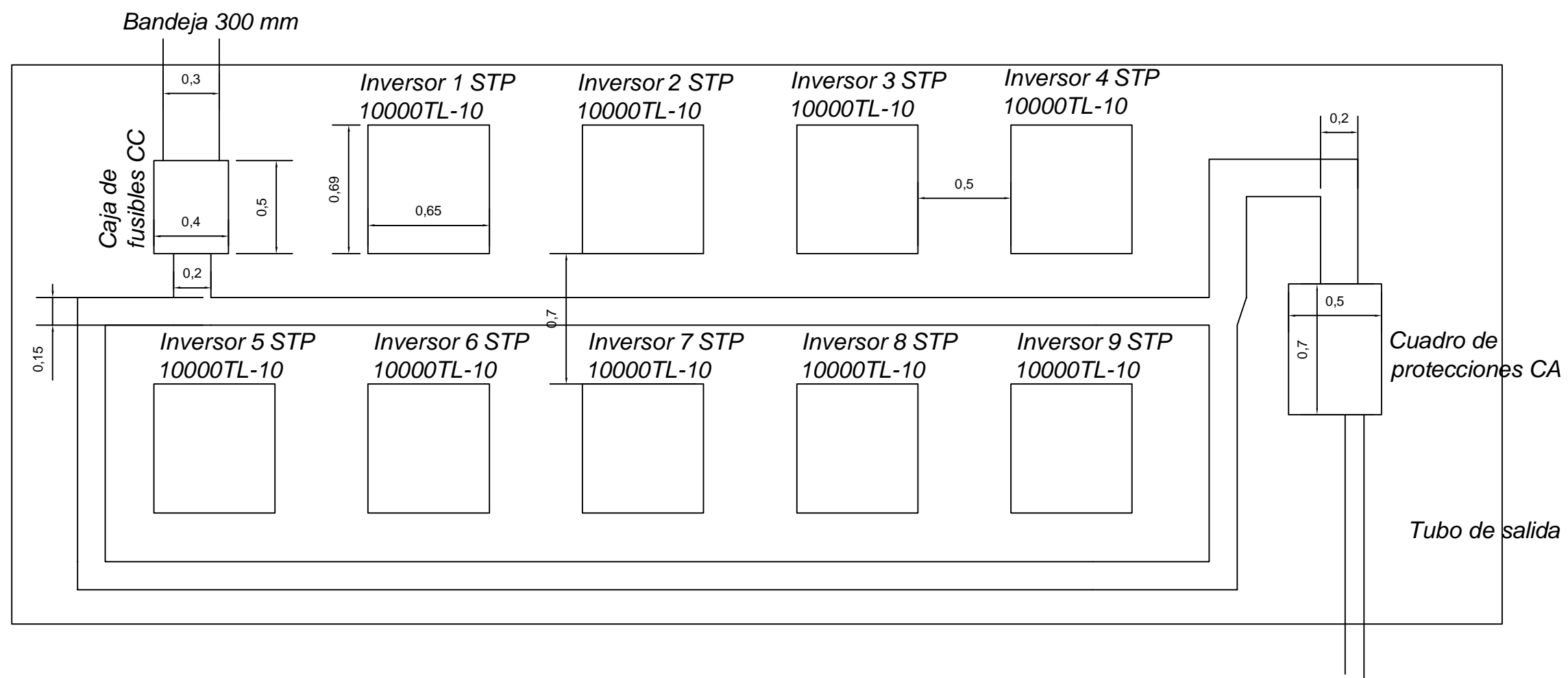
Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial

Nº Plano:
5

Triángulos de soporte

Escala: 1:10

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico



*Medidas en m



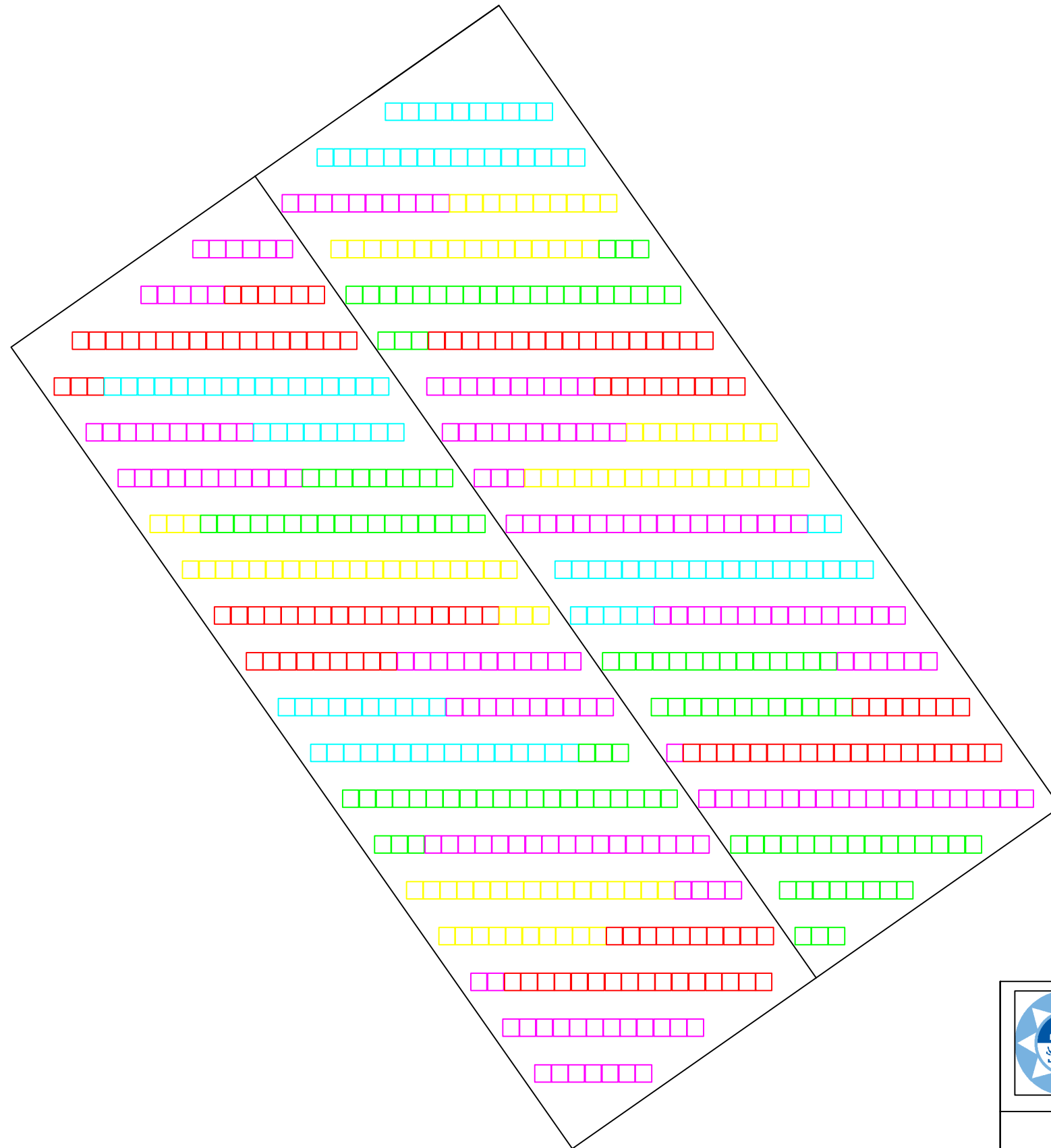
Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial

Nº Plano:
6

Sala de inversores

Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico



**Morado - String de 21 módulos*

**Otros - String de 26 módulos*



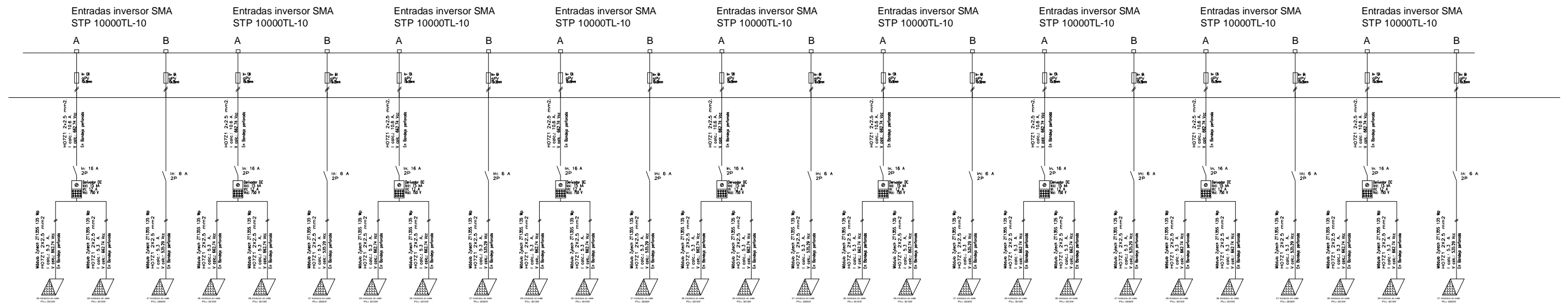
Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial

Nº Plano:
7

Distribución de strings

Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico



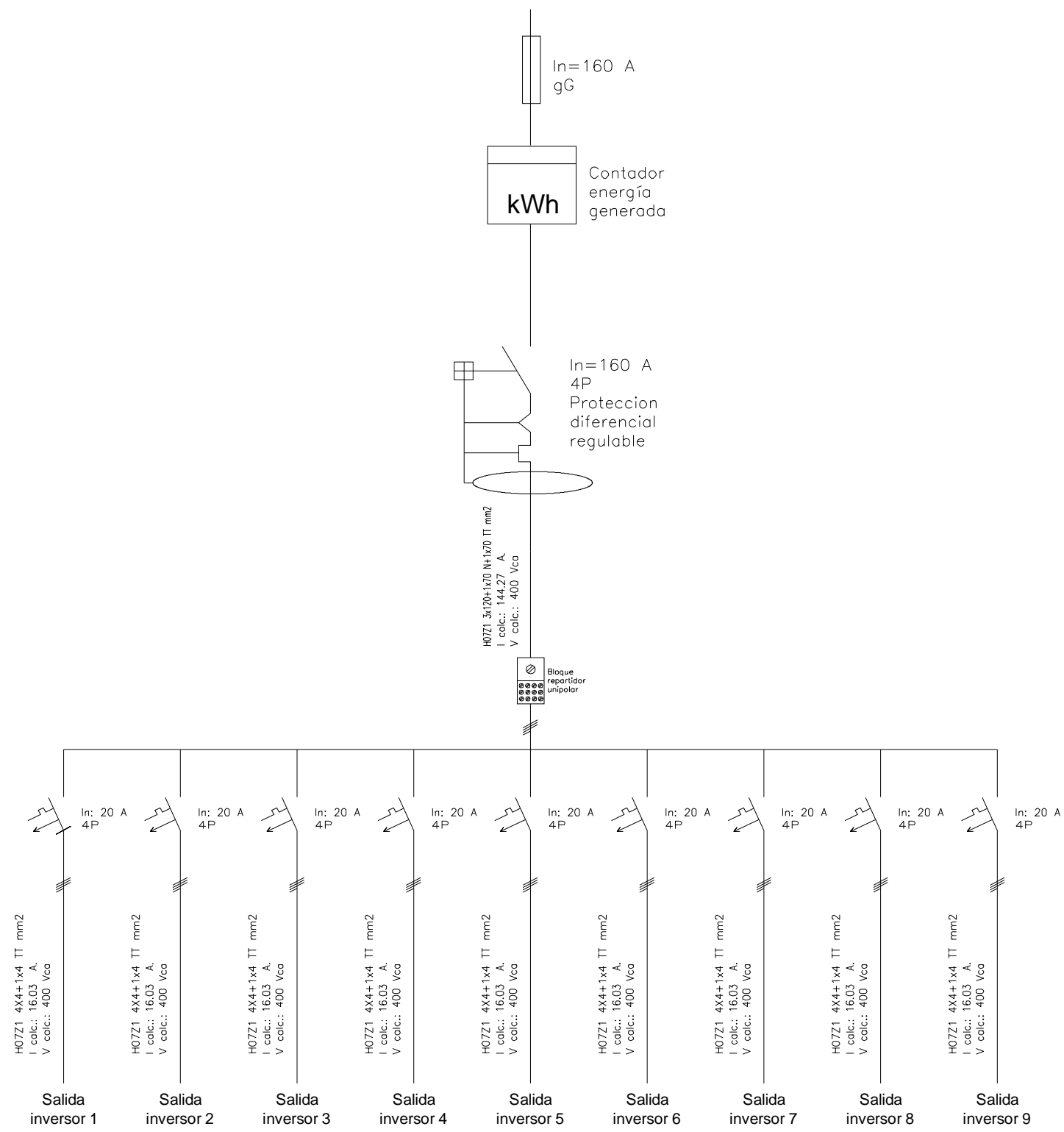
Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial



Nº Plano:
8

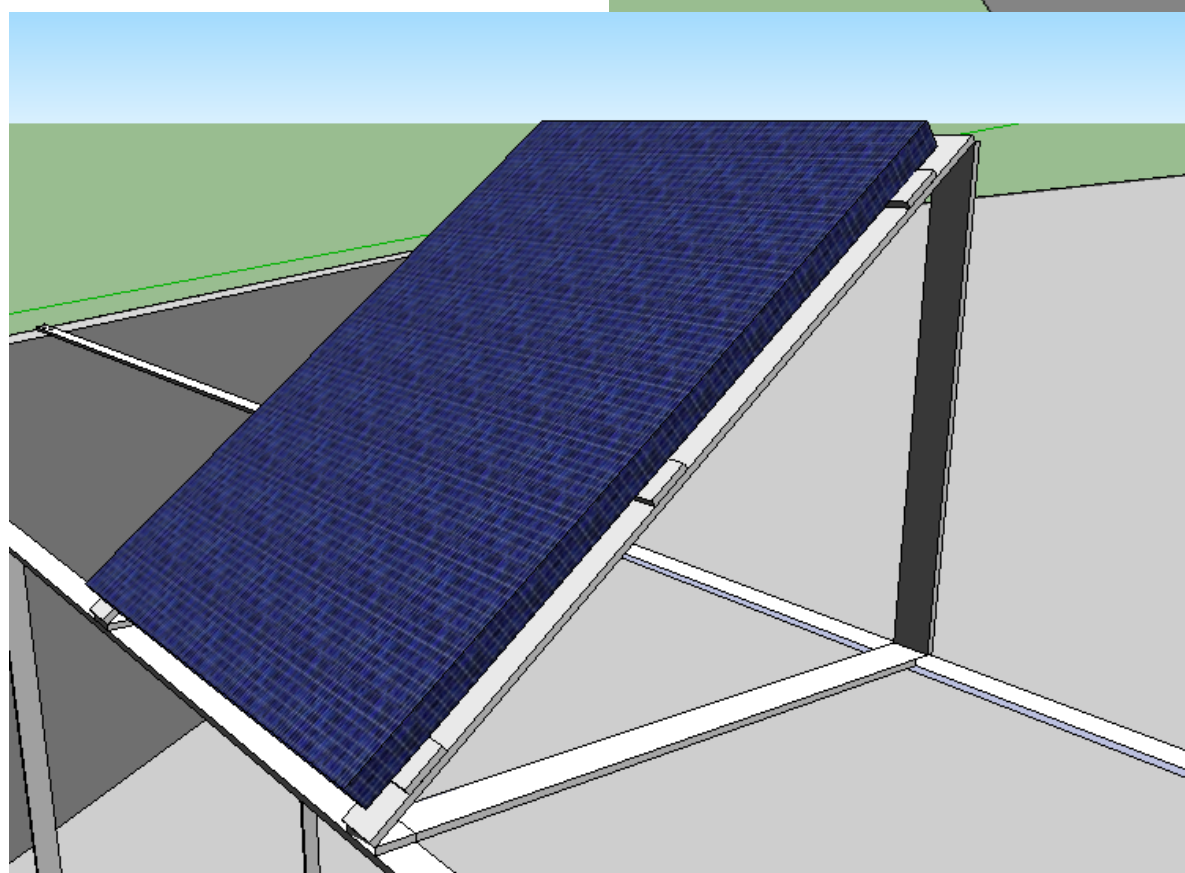
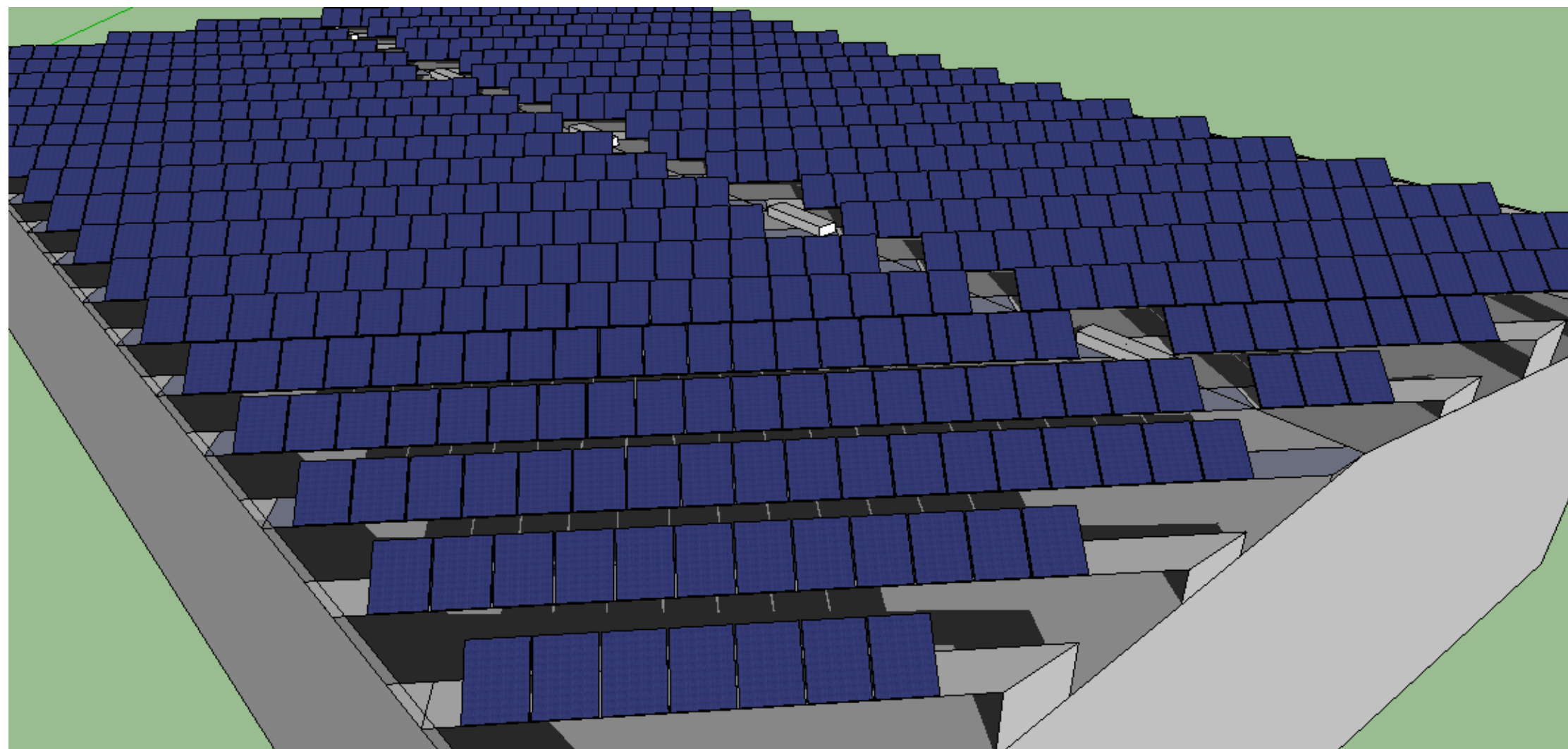
Instalación y cuadro de corriente continua

Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico



<div></div> <div>Instalación fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial</div>		Nº Plano: 9
Instalación y cuadro de corriente alterna		
Escala: NA	<div>Firmado: Miguel Angel Ramírez Basalo Ingeniero eléctrico</div> <div></div>	



Instalación fotovoltaica sobre
cubierta de nave industrial

Nº Plano:
10

Representación esquemática SketchUp

Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico

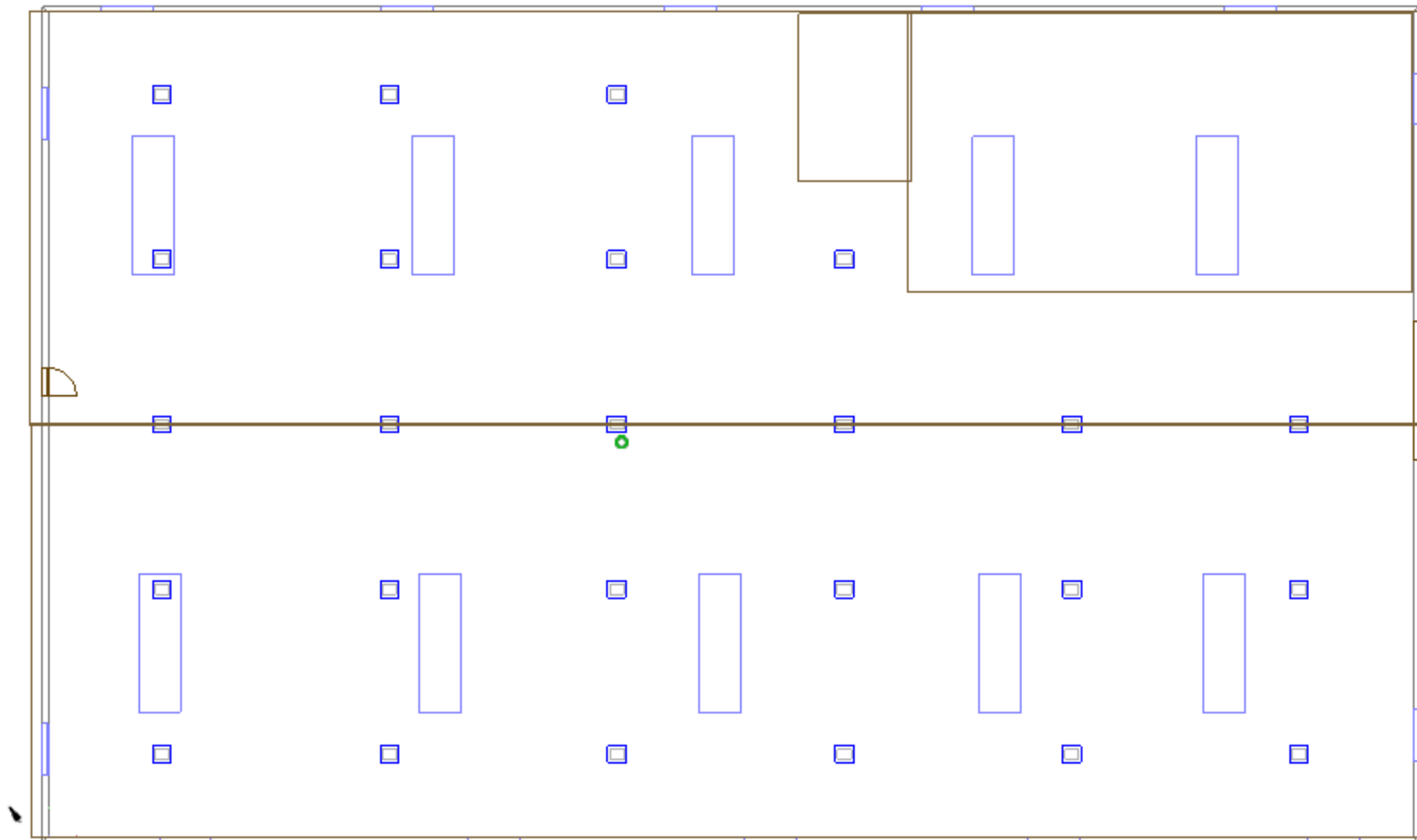
6.2 Planos instalación iluminación

Los planos correspondientes a la parte de iluminación serán simplemente 4, y serán los correspondientes a la distribución en planta de la iluminación de las zonas generales, oficinas, baños e iluminación exterior.

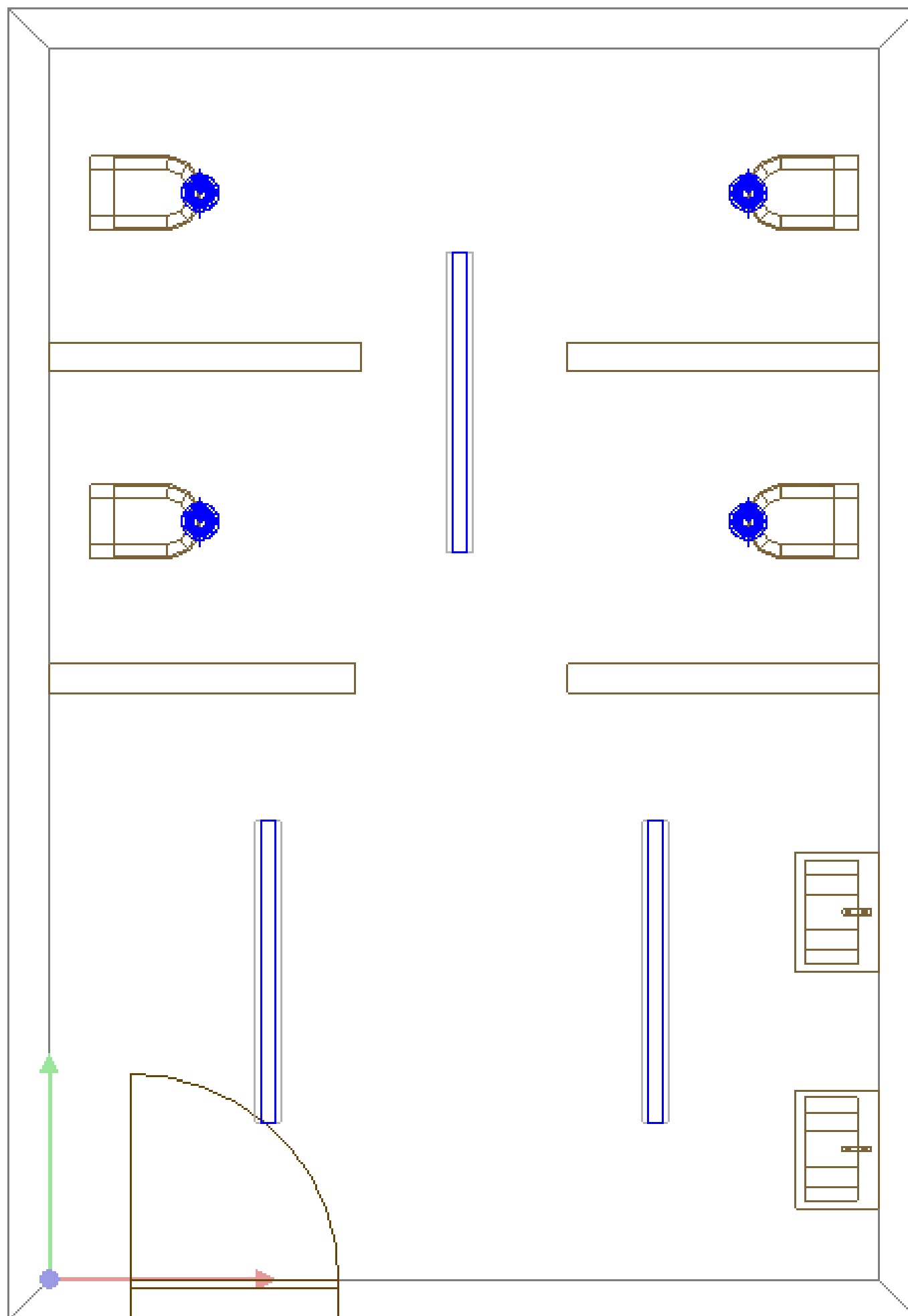
No se representan más planos debido a que tampoco es necesario crear una redundancia con los apartados correspondientes en la memoria.

Los planos serán los siguientes:

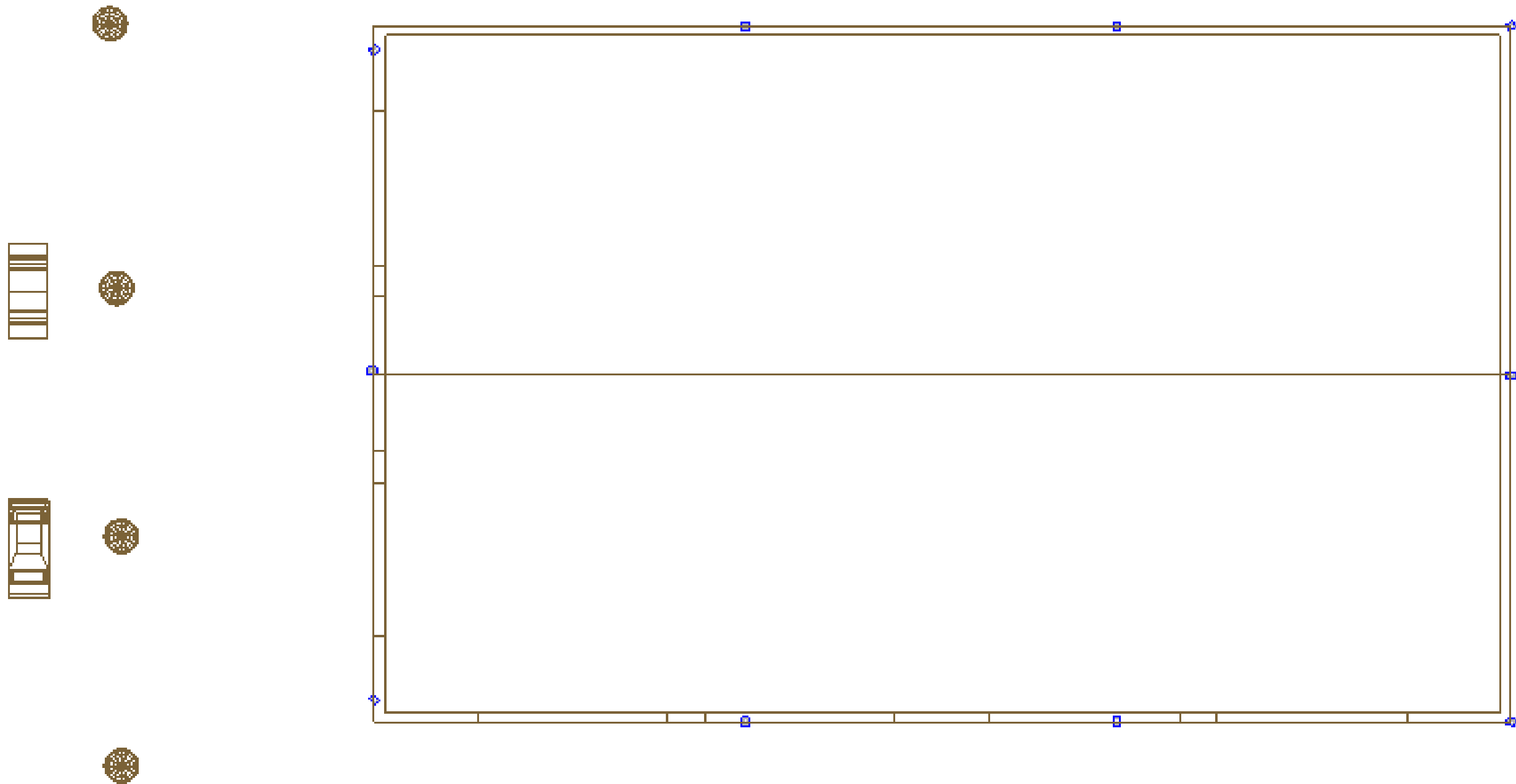
- Plano nº1: Plano en planta de iluminación general*
- Plano nº2: Plano en planta de iluminación de oficinas*
- Plano nº3: Plano en planta de iluminación de baños*
- Plano nº4: Plano en planta de iluminación exterior*



	Instalación iluminación en nave industrial	Nº Plano: 1
Plano en planta iluminación general		
Escala: NA	Firmado: Miguel Angel Ramírez Basalo Ingeniero eléctrico	



	Instalación iluminación en nave industrial	Nº Plano: 3
Plano en planta iluminación baños		
Escala: NA	Firmado: Miguel Angel Ramírez Basalo Ingeniero eléctrico	



Instalación iluminación en nave industrial

Nº Plano:
4

Plano en planta iluminación exterior

Escala: NA

Firmado:
Miguel Angel Ramírez Basalo
Ingeniero eléctrico

7. Presupuesto

El presupuesto se dividirá en las dos partes gran diferenciadas del proyecto, es decir, instalación fotovoltaica e instalación de iluminación.

7.1 Instalación fotovoltaica

Instalación Fotovoltaica

<u>Concepto</u>	<u>Ud.</u>	<u>Precio unitario</u>	<u>Total</u>
Placa solar Zytech ZT135S de 135 Wp	657	87,75 €	57.651,75 €
Inversor SMA STP 10000TL-10 de 10 kW	9	3.700 €	33.300,00 €
Metro de manguera RV-K 0,6/1KV 2X2,5mm² para cableado de parte de corriente continua de la instalación	850	0,88 €	748,00 €
Metro de manguera RZ1-K 0,6/1KV 5X4mm² para cableado de parte de corriente alterna	70	3,29 €	230,30 €
Metro de cable unipolar RZ1-K 0,6/1KV 1X120mm² para cable de línea general de corriente alterna	39	15,93 €	621,27 €
Metro de cable unipolar RZ1-K 0,6/1KV 1X70mm² para cable de línea general de corriente alterna	13	9,98 €	129,74 €
Partida alzada Toma de tierra para la instalación completa de instalación solar fotovoltaica	1	1.980,00 €	1.980,00 €
Metro bandeja perforada 300x60 mm para conducciones sobre tejado y nave, incluyendo tapa	60	33,74 €	2.024,40 €
Metro bandeja perforada 200x60 mm para conducciones sobre tejado, incluyendo tapa	40	23,00 €	920,00 €
Metro Rejiband de 200x60 mm para conducciones en la sala de inversores	1	13,02 €	13,02 €
Metro Rejiband de 150x60 mm para conducciones en la sala de inversores	4	10,47 €	41,88 €
Fusible gPV de 6 A de corriente nominal para protección de strings de corriente continua	18	1,60 €	28,80 €
Fusible gPV de 12 A de corriente nominal para protección de strings de corriente continua	18	2,00 €	36,00 €
Magnetotérmico bipolar de 6 A de corriente continua para la maniobra y protección de strings de corriente continua	9	8,10 €	72,90 €
Magnetotérmico bipolar de 16 A de corriente continua para la maniobra y protección de strings de corriente continua	9	9,05 €	81,45 €

Magnetotérmico tetrapolar curva C de 20 A para la protección de la salida en corriente alterna del inversor	9	13,40 €	120,60 €
Magnetotérmico diferencial tetrapolar DPX160 de Legrand de 160 A con protección diferencial regulable integrada para la protección de la salida general de corriente alterna de la instalación	1	1.530,00 €	1.530,00 €
Fusible de 160 A de corriente nominal para la protección de la salida de corriente alterna	3	9,70 €	29,10 €
Bornas repartidoras para la unificación de circuitos	2	4,90 €	9,80 €
Partida alzada Obra civil correspondiente a la sala de inversores de la nave	1	1.700,00 €	1.700,00 €
Caja de 200x100 mm de polietileno para la unificación de strings en tejado solar con carril DIN incorporado	9	37,00 €	333,00 €
Cuadro metálico de 400x500x200 mm para elementos de protección de corriente continua	1	114,35 €	114,35 €
Cuadro metálico de 500x700x300 mm para elementos de protección de corriente alterna	1	181,70 €	181,70 €
Partida alzada correspondiente a la estructura de sobreelevación del tejado solar	1	14.700,00 €	14.700,00 €
Triangulo aluminio anodizado de dimensiones adecuadas para instalación solar fotovoltaica con tornillería y una inclinación de 34°	695	10,20 €	7.089,00 €
Partida alzada pequeño material, incluyendo tornillería, juntas, protecciones mecánicas, etc...	1	3.000,00 €	3.000,00 €
Partida alzada mano de obra instalación completa(estructura, conducciones, cableado y puesta en marcha)	1	20.000,00 €	20.000,00 €
Partida alzada instalaciones de seguridad y salud para ejecución de instalación solar fotovoltaica	1	9.200,00 €	9.200,00 €
<u>Subtotal</u>			155.887,06 €
<u>Beneficio industrial (5%)</u>			7.794,35 €
<u>TOTAL</u>			163.681,41 €

7.2 Instalación de iluminación

Instalación de iluminación

<u>Concepto</u>	<u>Ud.</u>	<u>Precio unitario</u>	<u>Total</u>
Luminaria GentleSpace Philips BY461P de tecnología LED 1xLED 240S/840 WB Gci de 292 W	25	1.840 €	46.000 €
Downlight Coreline Philips LED DN120B 1xDLMI 2000/830 de 28 W	46	115 €	5.290 €
Regleta fluorescente Philips TMX 204 TL5 TMX204 1xTL5-49W HFP+GMX555 MB	3	54 €	162 €
Regleta fluorescente Philips TMX 400 con iluminación de emergencia de 1 hora de duración TMX400 1xTL5-49W HFP+GMX555 MB	5	200 €	1.000 €
Luminaria emergencia Legrand C3 de una hora de duración	10	40 €	400 €
Proyecto de exterior Philips MVP504 GC1xCDM-TD150W A60 de 150 W	10	660 €	6.600 €
Partida alzado recomposición cableado existente e instalación	1	12.300 €	12.300 €
<u>Subtotal</u>			71.752,00 €
<u>Beneficio industrial (5%)</u>			3.587,60 €
<u>TOTAL</u>			75.339,60 €

7.3 Total del proyecto

El importe total del proyecto, sumando las partes de instalación fotovoltaica y de instalación de iluminación asciende a un total de **239021.01 €**.

Firmado

Miguel Ángel Ramírez Basalo

Ingeniero eléctrico

